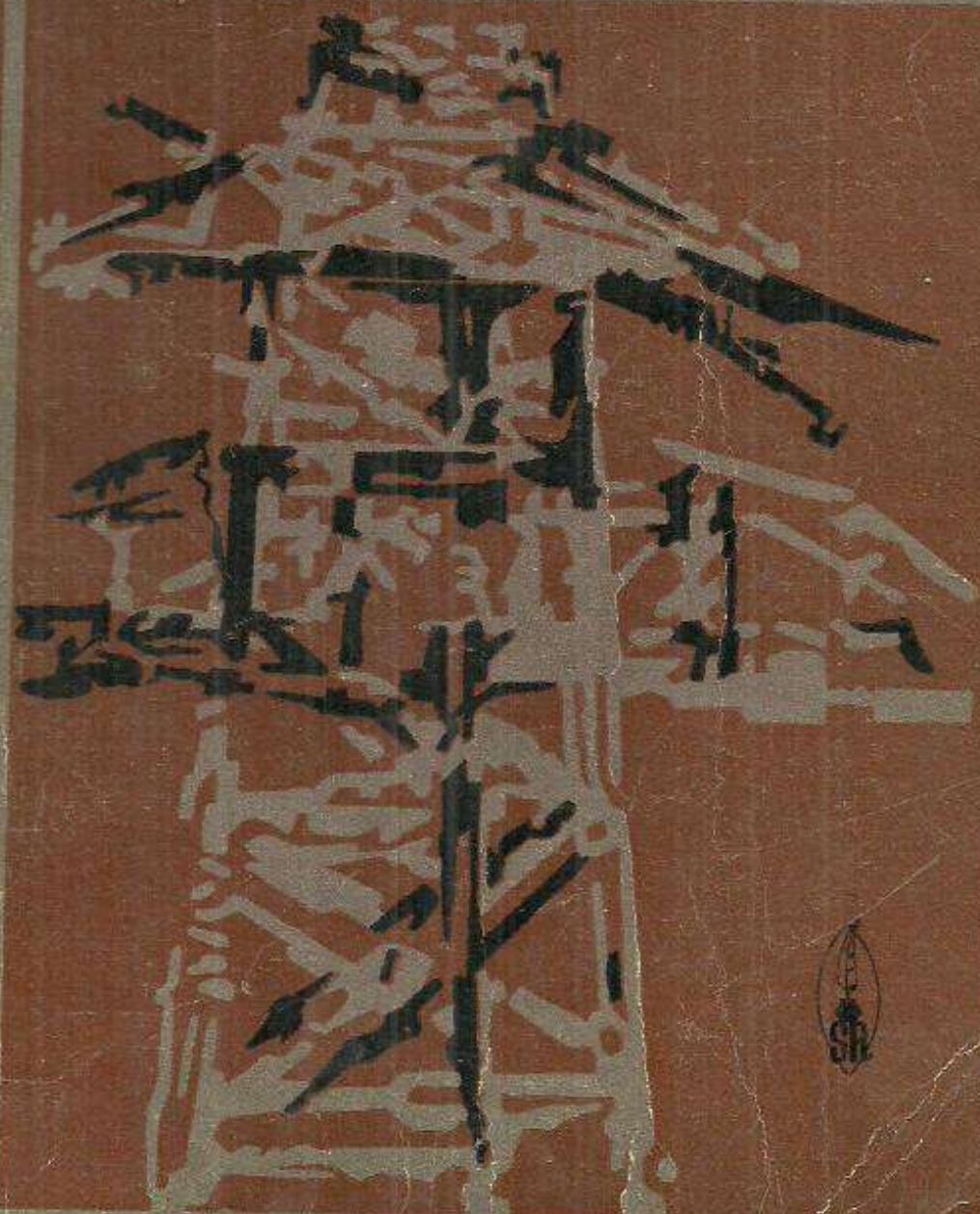


ALEXANDRU CURELARU

**ÎNDREPTAR
PENTRU
ELECTROENERGETICIENI**



ALEXANDRU CURELARU

ÎNDREPTAR PENTRU ELECTROENERGETICIENI

COPERTA: LIVIU FUSARU

ALEXANDRU CURELARU

ÎNDREPTAR PENTRU ELECTROENERGETICIENI



EDITURA SCRISUL ROMÂNESC • 1973

INTRODUCERE

Lucrarea se adresează personalului tehnic-ingineresc din sectoarele de proiectare, montaj și exploatare ale instalațiilor energetice, dar poate fi de un real folos elevilor și studenților din învățământul tehnic de specialitate la pregătirea lucrărilor de seminar și la întocmirea proiectelor de an și de diplomă. Scrisă sub formă de îndreptar, cartea își propune să pună la îndemâna lucrătorilor din sectorul energetic date privitoare la dimensionarea, alegerea, verificarea, montarea și exploatarea instalațiilor energetice aferente procesului de producere, transport și distribuție a energiei electrice.

Cartea are șapte capitole. Primul, cu caracter de cultură tehnică generală, reamintește specialistului din producție cunoștințele fundamentale de electrotehnică, materiale electrice, măsurări etc., noțiuni pe care le întâlnește curent în activitatea sa zilnică.

Capitolele doi, trei și patru tratează instalațiile de producere, transport și distribuție a energiei electrice, prezentând elementele de bază aferente schemelor tehnologice, principiile de funcționare, regimurile de lucru, parametrii instalațiilor etc. din centrale, stații și rețele electrice. Pentru informarea cititorilor cu problemele de perspectivă ale energiei, s-a introdus un subcapitol privind la formele noi de producere a energiei electrice.

De asemenea, în capitolul trei sunt incluse două subcapitole privind curenții de scurtcircuit și aparatele electrice, în scopul obișnuirii cititorilor mai puțin specialiști, cu metodele simplificate de calcul ale curenților de scurtcircuit și de verificare a aparatelor de comutație și de protecție la stabilitate termică și electrodinamică. Capitolele cinci și șase, mult mai reduse ca volum, analizează circuitele secundare ale instalațiilor electrice din centralele și stațiile electrice. Schemele de măsură, comandă, semnalizare și blocaj frecvent întâlnite în instalațiile din România cît și noțiunile privind criteriile de alegere și proiectare ale camerelor de comandă sînt prezentate succint în capi-

tolul cinci. În capitolul următor, ilustrat cu numeroase scheme, se prezintă instalațiile de protecții și automatizări ale generatoarelor, transformatoarelor, motoarelor electrice, sistemelor de bare și liniilor electrice aeriene, insistându-se în mod deosebit asupra calității și defectelor schemelor de protecție existente în instalațiile electrice din țara noastră.









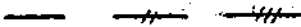
În sfârșit, ultimul capitol — șapte — prezintă sub formă de tabel încercările la care sînt supuse echipamentele electrice din instalațiile electroenergetice la punerea în funcțiune, după reparații și în exploatarea curentă.

Încercările analizate sînt prezentate în concordanță cu indicațiile prevăzute în normativile și instrucțiunile de exploatare și punere în funcțiune ale echipamentelor electrice, aprobate de Ministerul Energiei Electrice din România.






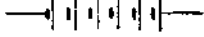




NOȚIUNI FUNDAMENTALE

1.1. PRINCIPALELE SEMNE CONVENȚIONALE
FOLOSITE ÎN ENERGETICĂ

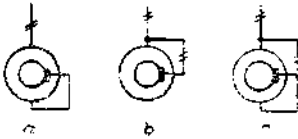
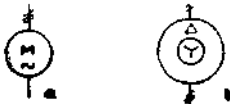
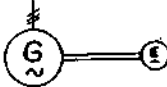

TABELUL 1.1


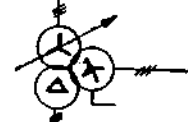




Semnul	Denumirea
1.1.1. Semne convenționale folosite în electrotehnică (extras : STAS 1950-64 și STAS 797-64)	
	Curent continuu
	Curent alternativ
	Curent continuu și curent alternativ
	Curent ondulat sau redresat
	Fazele unei rețele de curent alternativ
	Polaritate pozitivă, respectiv negativă
	Polaritate trifazată conectată în triunghi, stea sau V
	Curent alternativ m-fazat, cu fir neutru, de frecvență „f” și de tensiune „U” între faze
	Unul, două sau trei conductoare pe același traseu

Semnul	Denumirea
	Derivația conductoarelor cu legătură directă sau prin clemă
	Impedanță
	Rezistență electrică Rezistență reglabilă
	Înfășurare
	Reactanță — Bobină de inducție
	Capacitate — Condensator
	Priză de pământ, legătură la pământ
	Legarea sau punerea la masă (corp)
	Masă legată sau pusă la pământ
	Defect (de izolație etc.) Defect de izolație la pământ Defect de izolație între două conductoare
	Sensul de transmitere a curentului sau fluxului de energie
	Șunt
	Divizor capacitiv de tensiune
	Descărcător cu rezistență variabilă, descărcător tubular
	Eclator
	Pilă electrică sau acumulator






Semnul	Denumirea
	Redresor (în general)
	Redresor cu semiconductor
	Kenotron
	Gazotron
	Tiratron
	Baterie electrică sau de acumulare
 	Buton de comandă normal deschis cu revenire automată, respectiv cu reținere
 	Buton de comandă normal închis cu revenire automată, respectiv cu reținere



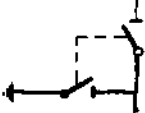





1.1.2. Semne convenționale folosite pentru mașini electrice, transformatoare și bobine de reacțiune (extras : STAS 2408-64)

	Mașina de curent continuu și excitație : a — în serie ; b — în derivație ; c — mixtă
	Motor asincron trifazat : a — cu rotor în scurtcircuit b — cu rotor bobinat (stator în triunghi și rotorul în stea)
	Generator sincron trifazat cuplat axial cu excitație
	Reostat de pornire





Semnul	Denumirea
	Transformator: <i>a</i> — monofazat; <i>b</i> — trifazat cu două înfășurări: stea-triunghi
	Transformator trifazat cu trei înfășurări: stea cu reglaj sub sarcină; triunghi; stea cu neutrul scos
	Autotransformator monofazat, respectiv trifazat—conectat în stea
	Bobină de reactanță
	Bobină de legare la pământ
	Bobină de reactanță jumelată









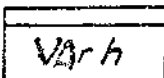



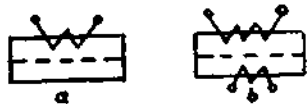
1.1.3. Semne convenționale folosite pentru aparatele de comutație (extras : STAS 2877-64)


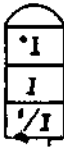










	Întreruptor: <i>a</i> — simbol general; <i>b</i> — simbol utilizat pentru înaltă tensiune
	Întreruptor automat
	Întreruptor automat tripolar (unipolar) de înaltă tensiune
	Întreruptor (comutator) stea-triunghi
	Întreruptor-separator


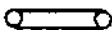
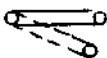
Simbol	Denumirea
	Separator cu cuțit, articulat
	Separator de sarcină
	Separator cu cuțite pentru simplă legare la pământ
	Contactator (deschis)
	Ruptor (închis)
	Comutator rotativ manual cu două poziții, cu poziția „0”
	Contact fixă
	Siguranță fuzibilă

**1.1.4. Semne convenționale folosite pentru aparate transformatoare electrice de măsură
(extras : STAS 3526-64)**






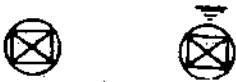






	Ampermetru
	Voltmetru
	Wattmetru
	Varmetru









Simbol	Denumirea
	Cosfimetru
	Fazmetru
	Frecvențimetru
	Termometru
	Tahometru
	Manometru
	Wattmetru inregistrator
	Contor de energie activă
	Contor de energie reactivă
	Transformator de măsură de tensiune
	Transformator de curent cu o înfășurare și un singur miez
	Transformator de curent cu două înfășurări secundare pe un singur miez
	Transformator de secvență homopolară: a — fără bobină de compensare; b — cu bobină de compensare

Simbol	Denumirea
	Releu de curent
	Releu de curent temporizat, cu caracteristică dependentă, cu element de acționare rapidă și indicarea funcționării
	Releu de curent homopolar
	Releu de minimă tensiune
	Releu diferențial
	Releu diferențial de putere
	Releu intermediar
	Releu intermediar cu temporizare prin intervenție în circuitul magnetic
	Releu de timp cu temporizare mecanică
	Releu de gaze
	Releu de frecvență
	Releu de temperatură




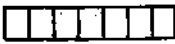
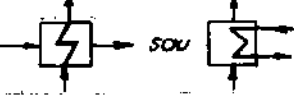
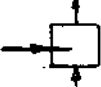
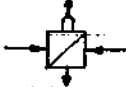

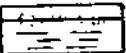
Simbol	Denumirea
	Releu termic
	Dispozitiv de deconectare
	Dispozitiv de deconectare și comutare






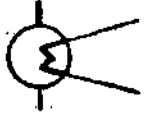





1.1.5. Semne convenționale folosite pentru centrale, stații și rețele electrice
(extras : din STAS 1591-64 și STAS 1843-64)











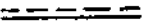


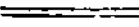
	Centrală termoelectrică (în general)
	Stație electrică sau post de transformare (în general)
	Stația electrică mobilă
	Stație electrică sau post de transformare exterioră
	Stație electrică sau post de transformare subterană
	Punct de alimentare supratăran respectiv subteran
	Stație de redresare
	Stație de acumulare
	Post de transformare pe stâlpi
	Linii electrice în general
	Linie electrică aeriană
	Linie electrică subterană

Simbol	Denumirea
	Cutie terminală
	Manșon de legătură
 	Stilp de lemn de susținere respectiv de întindere
 	Stilp de țevă de metal de susținere respectiv de întindere
 	Stilp de profile laminate de susținere, respectiv de întindere

1.1.6. Semne convenționale folosite pentru instalații termoelectrice

	Cazan de abur, semn general
	Cazan de abur cu supraîncălzitor și preîncălzitor de aer
	Supraîncălzitor de abur (cu gaze arse)
	Económizor de cazan
	Preîncălzitor de apă de suprafață
	Preîncălzitor de apă de amestec
	Vaporizator (destilator) de suprafață
	Rezervor de apă cu preîncălzitor de amestec și de gaze
	Rezervor de apă

Simbol	Denumirea
	Turbină cu abur
	Turbină cu abur cu prize
	Turbină cu abur cu două corpuri
	Turbină cu gaze
	Condensator de suprafață cu circuit închis
	Condensator de suprafață cu circuit deschis
	Pompă centrifugă
	Ejector, semn general
	Oală de condens
	Consumator de abur fără suprafață de încălzire
	Consumator de abur cu suprafață de încălzire

Simbol	Denumirea
	Moară de cărbune
	Compresor de aer
	Aparat indicator de presiune
	Ventil, vană, șibăr — semn general
	Supapă de siguranță
	Reductor de presiune
	Filtru
	Clapetă de reținere
	Circuit de abur
	Circuit de apă
	Circuit de aer
	Circuit de gaze arse
	Circuit de gaz combustibil
	Circuit de combustibil lichid

1.2. SIMBOLURI ȘI UNITĂȚI DE MĂSURĂ PENTRU MĂRIMILE UTILIZATE FRECVENT ÎN ENERGETICĂ

Prin mărimi fizice se înțeleg proprietățile măsurabile ale obiectelor, proceselor sau stărilor fizice. O unitate este o mărime aleasă convențional dintr-un număr de mărimi de același fel.

Sistemele de unități de măsură au la bază un număr de *unități fundamentale* (ce corespund mărimilor fundamentale ale unui sistem de dimensiuni) independente între ele. Toate celelalte unități ale sistemului se numesc *unități derivate* și se deduc din aceste unități fundamentale.

În 1954, la Conferința generală internațională pentru măsuri și greutate s-au adoptat șase unități fundamentale, care împreună cu unitățile derivate everente (adică fără factori numerici suplimentari) constituie Sistemul Internațional de unități, cunoscut sub denumirea prescurtată de SI.

Cele șase unități fundamentale adaptate în sistemul SI sînt :

1. pentru lungime, *metrul* (m) ;
2. pentru masă, *kilogramul* (kg) ;
3. pentru timp, *secunda* (s) ;
4. pentru curentul electric, *amperul* (A) ;
5. pentru temperatură, *gradul Kelvin* (°K) ;
6. pentru intensitatea luminoasă, *candela* (cd).

O perioadă de timp s-a folosit în domeniul fizicii sistemul CGS, avînd ca unități fundamentale : centimetrul, gramul, secunda, iar în domeniul tehnic sistemul MKFS cu unitățile fundamentale : metrul, kilogramul-forță, secunda. Deoarece aceste sisteme se bazau numai pe mărimi fundamentale din mecanică mărimile și unitățile electromagnetice nu s-au putut deduce decît introducînd ipoteze suplimentare, lucru ce făcea dificilă folosirea lor.

Multiplii și submultiplii unităților de măsura ale Sistemului internațional de unități se formează pe baza principiului zecimal, prin înmulțirea mărimilor acestui sistem cu factorii de multiplicare menționați în tabelul 1.2.

1.3. MĂRIMI ELECTRICE, MAGNETICE ȘI ENERGETICE, TERMINOLOGIE ȘI DEFINIȚII

1.3.1. Mărimi electrice și magnetice

Se definesc principalele mărimi electrice și magnetice expuse în ordine alfabetică.

Admitanța se definește ca inversul impedanței : $y = \frac{1}{z}$ [s].

TABELUL 1.2.

Mărimea		Unitatea de măsură SI		Unitățile de măsură speciale, frecvent folosite		
Denumirea	Simbolul	Denumirea	Simbolul	Denumirea	Simbolul	Echivalența dintre unitățile speciale și SI
1	2	3	4	5	6	7
Lungimea	L	Metru	m			
Suprafața	A	Metru pătrat	m ²			
Volumul	V	Metru cub	m ³			
Unghiul plan	φ	Radian	rad	grad	o	$1 \text{ rad} = \frac{180^\circ}{\pi} = 57^\circ 17' 8''$
Unghiul solid	ω	Steradian	sr	unghi solid total	—	$1 \text{ unghi solid total} = 4\pi \text{ sr} = 12,56637 \text{ sr}$
Timpul	t	Secunda	s			
Viteza	v	Metru pe secundă	m/s			
Accelerația	a	Metru pe secundă la pătrat	m/s ²			
Viteza unghiulară	ω	Radian pe secundă	rad/s			
Masa	m	Kilogram	kg			
Densitatea	ρ	Kilogram pe metru cub	kg/m ³			
Forța	F	Newton	N	dynă	dyn	$1 \text{ dyn} = 1 \cdot 10^{-5} \text{ N}$
Presiunea	P	Newton pe metru pătrat	N/m ²	kilogram-forță	kgf	$1 \text{ kgf} = 9,80665 \text{ N}$
				atmosferă tehnică	at	$1 \text{ at} = 1 \text{ kgf/cm}^2 = 10^4 \text{ kgf/m}^2 = 98066,5 \text{ N/m}^2$
				kilogram-forță pe metru pătrat	kgf/m ²	
				atmosferă normală sau fizică	atm	$1 \text{ atm} = 101\,325 \text{ N/m}^2$

1	2	3	4	5	6	7
Lucru mecanic	L	Joule	J	torr (1. ilinietru-coloană de mercur)	(mmcol Hg)	1 torr=133,322 N/m ²
Energia	W	Joule	j	kilogram · forță · metru	kgf · m	1 kgf · m=9,80665 J
Capacitatea de căldură	Q	Joule	J	erg	erg	1 erg=1 · 10 ⁻⁷ J
Temperatura	T	Grad Kelvin	°K	kilowatt · oră	kWh	1 kWh=3,6 · 10 ⁶ J
Entalpie	H	Joule	J	calorie 15	cal	1 cal ₁₅ =4,1855 J
Putere calorifică superioară și inferioară	Q _s Q _i	Joule pe kilogram	J/kg	grad Celsius	t _c (°C)	t _c =T-273,15
Căldura specifică medie	c	Joule pe kilogram grad Kelvin	J/kg °K	kilocalorie ₁₅ pe kilogram	kcal/kg	1 kcal/kg=4185,5 J/kg
Entropie	S	Joule pe grad Kelvin	J/°K	kilocalorie ₁₅ pe kilogram grad	kcal/kg · grad	1 kcal/kg · grad=4185,5 J/kg · K
Putere	P	Watt	W	kilocalorie ₁₅ pe grad Kelvin	kcal/kg · K	1 kcal ₁₅ /°K=4185,5 J/°K
Curent electric	I, i	Amper	A	kilogram · forță · metru pe secundă	kgf · m / s	1 kgf · m/s=9,80665 W
Densitatea curentului electric	J	Amper pe metru pătrat	A/m ²	cal · putere	CP	1 CP=735,499 W
Sarcină electrică	Q	Coulomb	C=A · s			
Tensiunea, Diferență de potențial	U, u	Volt	V			
Forța (tensiunea) electromotoare	E	Volt	V			
Rezistența electrică	R, r	Ohm	Ω			

1	2	3	4	5	6	7
Rezistivitate	ρ	Ohm-metru	$\Omega \cdot m$			
Reactanța	X, x	Ohm	Ω			
Impedanța	Z, z	Ohm	Ω			
Conductivitate	γ	Siemens pe metru	S/m			
Capacitatea electrică	C	Farad	F			
Cîmp electric, Intensitatea cîmpului electric	E	Volt pe metru	V/m			
Energia electrică activă	W	Joule	J	Watt-oră	Wh	1 Wh = $3,6 \cdot 10^3$ J
Putere electrică activă	P	Watt	W			
Putere electrică reactivă	Q	Volt-ampere reactiv	Var			
Putere electrică aparentă	S	Volt-ampere	VA			
Frecvența	f	Hertz	Hz			
Fluxul inducției magnetice	Φ	Weber	Wb = Vs	Maxwell	Mx	1 Mx = $1 \cdot 10^{-8}$ Wb
Inducție magnetică	B	Tesla	T = Wb/m ²	Gauss	Gs	1 Gs = $1 \cdot 10^{-4}$ T
Cîmpul magnetic	H	Amper pe metru	A/m	Oersted	Oe	1 Oe = $\frac{10^3}{4\pi}$ A/m
Forța (tensiunea) magnetomotoare	F, F_m	Amper (amper-spiră)	A	Gilbert	Gb	1 Gb = $\frac{10}{4\pi}$ A
Inductanța	L	Henry	H			1 H = 1 Vs/A
Conductanța	G	Siemens	S			

TABELUL 1.

Multiplicatorii unităților de referință	Prefixul	Simbolul
10^{-18}	atto	a
10^{-15}	femto	f
10^{-12}	pico	p
10^{-9}	nano	n
10^{-6}	micro	μ
10^{-3}	mili	m
10^{-2}	centi	c
10^{-1}	deci	d
10^1	deca	da
10^2	hecta	h
10^3	kilo	k
10^6	mega	M
10^9	giga	G
10^{12}	tera	T

Capacitate electrică. Capacitatea unui sistem de două condensatoare încărcate cu sarcini egale și de semne contrarii se definește astfel :

$$C = \frac{Q}{U} \text{ [F] (farad),}$$

unde :

Q este sarcina electrică a unui condensator, în C (coulomb);

U — tensiunea între condensatoare, în V (volt).

Cîmp electric. Între electrozii unui condensator încărcat cu sarcină electrică Q , există un cîmp electric. Un mic corp conductor, avînd sarcina electrică Q^* , introdus în acest cîmp este supus acțiunii unei forțe F , care variază ca valoare și direcție de la punct la punct. Intensitatea cîmpului electric în punctul în care se află corpul este definită prin expresia :

$$E = \frac{F}{Q^*} \text{ [V/m] (volt pe metru),}$$

în care :

E — forța — se exprimă în VAs/m (volt-ampere-secundă pe metru);

Q — sarcina corpului — se exprimă în C.

Se știe că $1 \text{ kg} \cdot \text{m/s}^2 = 1 \text{ VAs/m}$ și $1 \text{ C} = 1 \text{ As}$. Relația care exprimă cîmpul din condensator pe direcția lui x este :

$$E = \frac{du}{dx}.$$

În cazul unui cîmp electric omogen, între plăcile unui condensator de tensiune U și distanța dintre plăci d , avem :

$$E = \frac{U}{d}.$$

Cîmpul exterior (magnetic). Valoarea cîmpului de dispersie H_L al unui corp magnetizat sau al unei bobine prin care circulă un curent, într-un anumit punct din spațiu în exteriorul corpului se poate obține prin măsurarea inducției magnetice în aer — B_L —, deoarece :

$$H_L = \mu_0 \cdot B_L \left[\frac{A}{m} \right],$$

unde μ_0 este permeabilitatea vidului.

Prin integrare pe un contur închis se obține tensiunea magnetomotoare Fm

$$Fm = \oint H \, dl.$$

Pentru un H constant și omoparalel cu dl :

$$H \cdot l = F \cdot m \rightarrow H = \frac{Fm}{l} = \frac{Wi}{l} \left[\frac{A}{m} \right],$$

unde :

Fm este tensiunea magnetomotoare, în A ;

l — lungimea conturului, în m ;

i — curentul, în A ;

w — numărul de spire.

Conductivitatea electrică este proprietatea unui material de a propaga curent electric. Ea este inversul rezistivității :

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad [s/m],$$

unde :

γ este conductivitatea, în s/m ;

ρ — rezistivitatea, în $\Omega \cdot m$.

TABELUL 1.4

Valorile impedanței și admitanței în cazul unor elemente în serie

Denumirea	Unitatea de măsură	Simbol	Expresia în funcție de L și C	Expresia în funcție de U și I
Rezistență	Ω	R	—	$\frac{U}{I} \cdot \cos \varphi$
Reactanță	Ω	X	$\omega L - \frac{1}{\omega C}$	$\frac{U}{I} \cdot \sin \varphi$
Impedanță	Ω	Z	$\sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)^2}$	$\frac{U}{I}$
Conductanță	s	G	$\frac{R}{Z^2}$	$\frac{I}{U} \cdot \cos \varphi$
Susceptanță	s	B	$-\frac{X}{Z^2}$	$\frac{I}{U} \cdot \sin \varphi$
Admitanță	s	y	$\frac{1}{Z}$	$\frac{I}{U}$

Curentul electric (intensitatea curentului) se definește ca mișcare orientată a sistemului de particule încărcate cu sarcină electrică. Matematic, curentul electric se exprimă :

$$I = \frac{dq}{dt} \quad [\text{A}].$$

Curenții tranzitorii reprezintă variația curentului mai ales în timpul efectuării operațiilor de comutare. În funcție de natura și parametrii circuitului, curenții tranzitorii variază diferit ; de exemplu, pentru bobinele de inducție la închidere, curentul crește conform expresiei :

$$i = I_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right),$$

iar la deschiderea circuitului curentul scade după relația :

$$i = I_0 \cdot e^{-\frac{t}{\tau}},$$

în care :

I_0 este curentul de regim permanent, în A ;

t — timpul, în s ;

$\tau = \frac{L}{R}$ — constanta de timp, în s.

Energia magnetică se definește prin relația :

$$W_m = \frac{1}{2} \cdot V \cdot B \cdot H = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot v \cdot H^2 = \frac{1}{2} \Phi i = \frac{1}{2} Li^2 \quad [\text{J}] \quad (1\text{J} = 1\text{Ws}),$$

în care :

B este inducția magnetică, în Vs/cm² ;

L — inductanța, în H (1H=1Vs/A) ;

μ — permeabilitate, în H/cm ;

H — intensitatea cîmpului magnetic, în A/cm ;

V — volumul, în cm³ ;

Φ — fluxul magnetic, în Vs (1Vs=1Wb) ;

i — curentul, în A.

Energia electrică necesară încărcării unui condensator, cu un curent electric

$$I = \omega CU = 2\pi f CU$$

este :

$$W = \frac{1}{2} \cdot \frac{Q^2}{C},$$

în care :

- C este capacitatea condensatorului, în F ;
 Q — sarcina electrică a condensatorului, în C ;
 U — valoarea efectivă a tensiunii, în V ;
 I — valoarea efectivă a curentului de încărcare, în A ;
 f — frecvența curentului alternativ, în Hz.

Fluxul magnetic este fluxul vectorului inducției magnetice printr-o suprafață (deschisă sau închisă) dată :

$$\Phi = \int_S \vec{B} \cdot d\vec{A} \quad [\text{Wb}].$$

În cazul particular, cînd inducția B este constantă și perpendiculară pe suprafața A ,

$$\Phi = B \cdot A = \mu \cdot H \cdot A = \frac{\mu \cdot F_m \cdot A}{l} = \frac{\mu \cdot i \cdot W \cdot A}{l} = \frac{i \cdot W}{R_m} \quad [\text{Wb}],$$

în care :

- $R_m = \frac{1}{\mu A}$ — este reluctanța materialului de permeabilitate absolută μ ;
 B — inducția magnetică, în Vs/cm² ;
 H — intensitatea cîmpului magnetic, în A/cm ;
 F_m — tensiune magnetomotoare, în A ;
 μ — permeabilitatea absolută, în H/cm ;
 i — curentul, în A ;
 A — suprafața, în cm² ;
 W — numărul de spire ;
 l — lungimea, în cm.

Fluxul magnetic total este dat de relația :

$$\Phi_W = B \cdot A \cdot W \quad [\text{A}].$$

Fluxul electric, analogic cu cel magnetic este fluxul inducției electrice printr-o suprafață (deschisă sau închisă) dată :

$$\Psi = \int_S \vec{D} \cdot d\vec{A},$$

unde :

- D este inducția electrică, în C/cm² ;
 dA — elementul de suprafață, în mm².

Forțe de cîmp magnetic :

a) Forța portantă este forța de atracție dezvoltată de un magnet :

$$F = \frac{B^2 A}{2\mu_0} = \frac{B^2 A}{8\pi} \text{ (dyne)} = 4,05 \cdot 10^{-8} \cdot B^2 A \quad [\text{kgf}].$$

unde :

- B este inducția magnetică, în Vs/cm² ;
 A — suprafața magnetului, în cm².

b) *Forțele electrodinamice* sînt forțele ce apar între conductoare paralele de lungime l , străbătute de un curent electric i și aflate la distanța a unul de altul :

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{l}{a} \cdot i^2 = 2 \cdot \frac{l i^2}{a} \cdot \frac{1}{9,81 \cdot 10^7} = 2,04 \frac{l}{a} i^2 \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf}].$$

Frecvența rețelei de curent alternativ indică numărul de perioade pe secundă ale oscilației curentului electric alternativ. Între frecvența curentului electric f , numărul de perechi de poli p ai generatorului electric și turația n a generatorului există relația :

$$f = \frac{n}{60} \cdot p \quad [\text{Hz}],$$

în care : n este numărul de rot/minut.

Inducția magnetică este o mărime vectorială care caracterizează câmpul magnetic

$$B = \frac{\Phi}{A} = \mu \cdot H = \frac{\mu i W}{l} \quad [\text{Wb/cm}^2]$$

Analog, *inducția electrică* este o mărime vectorială ce caracterizează câmpul electric [în dielectric].

Expresia inducției electrice se poate deduce din relația :

$$\oint \vec{D} \cdot d\vec{A} = q,$$

în care :

- D este inducția electrică ;
- A — suprafața ;
- q — sarcina electrică.

Legea inducției electromagnetice (legea lui Faraday) exprimă relația dintre tensiunea indusă și fluxul magnetic :

$$e = - W \frac{d\Phi}{dt} = - L \frac{di}{dt} \quad [\text{V}],$$

unde :

- e este tensiunea indusă, în V ;
- Φ — fluxul magnetic, în Wb ;
- t — timpul, în secunde ;
- i — curentul electric, în A ;
- L — inductanță proprie, în H (presupusă constantă).
- W — numărul de spire

Cînd variația fluxului în timp este sinusoidală, valoarea efectivă a tensiunii electromotoare este :

$$E = 4,44 f \cdot W \cdot \Phi \cdot 10^{-8} \quad [\text{V}],$$

unde Φ este valoarea maximă a fluxului exprimată în Mx.

Inductanța se definește ca raportul dintre fluxul magnetic care străbate suprafața mărginită de un circuit electric filiform și curentul care, trecând prin circuit, produce acest flux :

$$L = \frac{\Phi}{I} \quad [\text{H}].$$

Impedanța este suma geometrică a tuturor rezistențelor și reactanțelor unui circuit electric. Expresia ei este dată în tabelul 1.4, pentru cazul elementelor în serie, și în tabelul 1.5, pentru cazul general al circuitelor serie, paralel și mixt.

Permeabilitatea este raportul dintre inducția magnetică dintr-un mediu izotop și intensitatea cîmpului magnetic :

$$\mu = \frac{B}{H} \quad \left[\frac{\text{H}}{\text{m}} \right],$$

unde :

B este inducția magnetică, în T (tesla) ;

H — intensitatea cîmpului magnetic, în A/m ;

μ — permeabilitate, în $\frac{\text{H}}{\text{m}}$ (Henry/metru).

Permitivitatea se definește ca raportul dintre inducția electrică și intensitatea cîmpului electric într-un mediu izotop :

$$\epsilon = \frac{D}{E} \quad \left[\frac{\text{F}}{\text{m}} \right],$$

unde :

D este inducția electrică, în C/m² ;

E — intensitatea cîmpului electric, în V/m ;

ϵ — permitivitate, în F/m.

Puterea electrică (aparentă, activă, reactivă) se exprimă ca un produs între tensiune și curent.

Relațiile între curent, tensiune, putere și rezistențe în energetică sînt date în tabelul 1.6.

Reactanța electrică sau rezistența reactivă caracterizează rezistența pe care o opun receptoarele inductive și capacitive la trecerea curentului electric alternativ.

În cazul receptoarelor inductive reactanța are expresia :

$$X_L = \omega L = 2\pi f \cdot L. \quad [\Omega].$$

iar în cazul receptoarelor capacitive :

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f \cdot C} \quad [\Omega].$$

unde :

$2\pi \cdot f = \omega$ — pulsația curentului electric ;



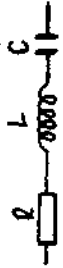
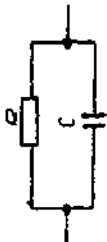
f — frecvența curentului electric, în Hz ;

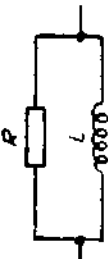
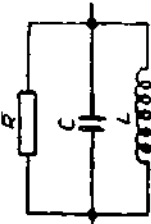
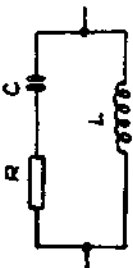
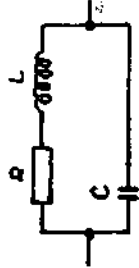
C — capacitatea circuitului, în F ;

L — inductanța circuitului, în H.

Impedanța în circuitele serie, paralel și mixt.

TABELUL 1.5

Schema	Impedanță complexă	$z = Z $
Circuite în serie		
	$Z = R - j \frac{1}{\omega C}$	$Z = \sqrt{R^2 + \frac{1}{\omega^2 C^2}}$
	$Z = R + j\omega L$	$Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}$
	$Z = R + j \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)$	$Z = \sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C} \right)^2}$
Circuit paralel		
	$Z = \frac{R}{1 + \omega^2 C^2 R^2} - j \frac{\omega C R^2}{1 + \omega^2 C^2 R^2}$	$Z = \frac{R}{\sqrt{1 + \omega^2 C^2 R^2}}$

	$Z = \frac{R\omega^2 L^2}{R^2 + \omega^2 L^2} + j \frac{R^2 \omega L}{R^2 + \omega^2 L^2}$	$Z = \frac{R\omega L}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$
	$Z = \frac{R^3 \omega^3 L^2 + j R^2 \omega L (1 - \omega^2 LC)}{R^3 (1 - \omega^2 LC)^2 + \omega L^2}$	$Z = \frac{R\omega L}{\sqrt{R^2 (1 - \omega^2 LC)^2 - \omega^2 L^2}}$
Circuit mixt		
	$Z = \omega L \frac{\omega^3 RC^3 L + j(\omega^3 R^2 C^2 - \omega^2 CL + 1)}{(\omega^2 CL - 1)^2 + \omega^2 R^2 C^2}$	$Z = \frac{\omega L \sqrt{\omega^2 R^2 C^2 + 1}}{\sqrt{(\omega^2 CL - 1)^2 + \omega^2 R^2 C^2}}$
	$Z = \frac{R + j\omega(L - \omega^2 CL^2 - R^2 C)}{(1 - \omega^2 CL)^2 + \omega^2 C^3 R^2}$	$Z = \frac{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}{\sqrt{(1 - \omega^2 CL)^2 + \omega^2 C^3 R^2}}$

Relații dintre curent tensiune, rezistență și putere

TABELUL 1.6

Mărimea	$\frac{U}{V}$	Relația în curent continuu	Relația în curent alternativ monofazat	Relația de curent alternativ trifazat
Curentul	A	$I = \frac{U}{R} = \frac{P}{U}$	$I = \frac{U \cos \varphi}{R} = \frac{P}{U \cos \varphi} = \frac{S}{U}$	$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{S}{\sqrt{3} U}$ $I_0 = I \cos \varphi; I_r = I \sin \varphi$
Tensiunea	V	$U = R \cdot I = \frac{P}{I}$	$U = \frac{RI}{\cos \varphi} = \frac{P}{I \cos \varphi} = \frac{S}{I}$	$U = \frac{P}{\sqrt{3} I \cos \varphi} = \frac{S}{\sqrt{3} I}$
Rezistență	Ω	$R = \frac{U}{I} = \frac{U^2}{P} = \frac{P}{I^2}$	$R = \frac{U \cos \varphi}{I}$	$R = \frac{U \cos \varphi}{\sqrt{3} I}$
Reactanța	Ω	—	$X = \frac{U \sin \varphi}{I}$	$X = \frac{U \sin \varphi}{\sqrt{3} I}$
Impedanța	Ω	—	$Z = \frac{U}{I} = \frac{R}{\cos \varphi} = \sqrt{R^2 + X^2}$	$Z = \frac{U}{\sqrt{3} I \cos \varphi} = \sqrt{R^2 + X^2}$
Puterea activă	W	$P = UI = RI^2 = \frac{U^2}{R}$	$P = U \cdot I \cos \varphi$	$P = \sqrt{3} U \cdot I \cos \varphi$
Puterea reactivă	VAr	—	$Q = U \cdot I \sin \varphi$	$Q = \sqrt{3} U \cdot I \sin \varphi$
Puterea aparentă	AV	—	$S = U \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2}$	$S = \sqrt{3} U \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Rezistența electrică în curent continuu depinde de natura (prin rezistivitate) și de parametrii conductorului :

$$R = \rho \cdot \frac{l}{A} = \frac{l}{\gamma A} \quad [\Omega],$$

unde :

l este lungimea conductorului, în m ;

A — secțiunea conductorului, în mm² ;

ρ — rezistivitatea, în $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$;

$\gamma = \frac{1}{\rho}$ — conductivitatea, în m/ $\Omega \text{ mm}^2$.

Rezistența ohmică variază cu temperatura conform expresiei :

$$R_\theta = R_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20^\circ)],$$

în care :

α_{20} este coeficientul de temperatură al conductorului, iar

θ — temperatura conductorului

Rezistențele legate în serie formează o rezistență echivalentă :

$$R_e = R_1 + R_2 + \dots + R_n,$$

iar legate în paralel :

$$\frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}.$$

Rigiditatea dielectrică a unui material izolant este definită ca raportul dintre tensiunea de străpungere și distanța dintre doi electrozi cărora li se aplică tensiunea într-un câmp uniform

$$E_d = \frac{U_d}{d} \quad [\text{V/cm}],$$

unde :

U_d este tensiunea de străpungere, în V ;

d — distanța dintre electrozi, în cm.

Rigiditatea dielectrică nu reprezintă o proprietate a materialului izolant ea depinzînd de grosimea epruvetei, de forma de undă a tensiunii de încercare, de durata de aplicare a tensiunii, de temperatura ambiantă, de viteza de creștere a tensiunii etc.

Tensiunea de străpungere — U_d — este valoarea la care tensiunea dintre doi electrozi străpunge, distrugînd materialul izolant.

Sarcina electrică (cantitatea de electricitate) este o mărime scalară care caracterizează proprietatea unui corp de a crea în jurul lui un câmp electric sau de a fi supus acțiunii unei forțe atunci cînd se află în câmpul altui corp.

Tensiunea electrică (diferență de potențial) este o mărime egală cu integrala de linie a intensității câmpului electric, în lungul unei curbe închise sau deschise

$$U_{12} = \int_1^2 \vec{E} \cdot d\vec{l} \quad [\text{V}].$$

Transfigurarea impedanțelor permite stabilirea relațiilor de echivalare prin trecerea de la o schemă electrică la alta echivalentă.

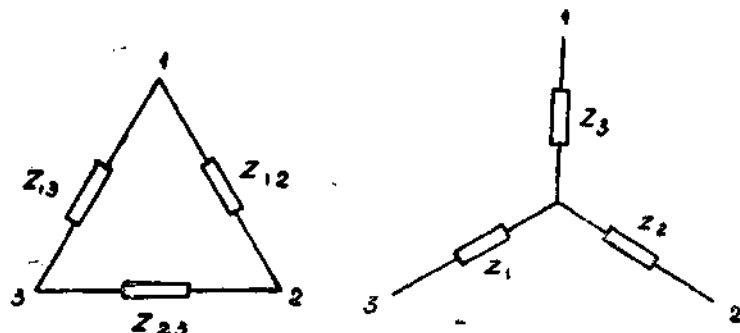


Fig. 1.1. Transfigurarea impedanțelor din triunghi în stea și invers.

Transferarea a trei impedanțe Z_{12} ; Z_{13} ; Z_{23} legate în triunghi (fig. 1.1) într-o configurație stea, se obține cu expresiile:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{13}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}}; \quad Z_2 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}}; \quad Z_3 = \frac{Z_{13} \cdot Z_{23}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{13}}.$$

Transfigurarea a trei impedanțe Z_1 ; Z_2 ; Z_3 legate în stea, într-o configurație triunghi:

$$Z_{12} = Z_1 + Z_2 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_3}$$

$$Z_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 \cdot Z_3}{Z_1}$$

$$Z_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 \cdot Z_3}{Z_2}$$

1.3.2. Mărimi termoeenergetice

Cantitatea de căldură este o mărime care măsoară variația energiei interne a unui sistem ai cărui parametri externi rămân constanți. Ea cuprinde energia provocată de mișcarea particulelor componente ale corpurilor.

Capacitatea calorică medie se definește ca raportul dintre cantitatea de căldură primită sau cedată de un corp în condiții date, fără schimbarea stării de agregare și intervalul de temperatură finit corespunzător.

Matematic:

$$C = \frac{\Delta Q}{\Delta T} \quad [\text{J}/^\circ\text{K}].$$

unde:

C este capacitatea calorică medie, în $\text{J}/^\circ\text{K}$;

ΔQ — cantitatea de căldură, în J;

ΔT — temperatura, în $^\circ\text{K}$.

Căldura specifică medie se numește raportul dintre cantitatea de căldură primită sau cedată de unitatea de masă, în anumite condiții, fără schimbarea stării de agregare, și intervalul de temperatură finit considerat :

$$c = \frac{1}{m} \cdot \frac{\Delta Q}{\Delta T} \quad [\text{J/kg} \cdot ^\circ\text{K}],$$

unde :

c este căldura specifică medie, în $\text{J/kg} \cdot ^\circ\text{K}$;

m — masa, în kg ;

ΔQ — cantitatea de căldură, în J ;

ΔT — temperatura, în $^\circ\text{K}$.

Căldură latentă este cantitatea de căldură primită sau cedată de un corp într-o transformare a stării de agregare, la temperatură constantă. Se deosebesc căldurile latente de vaporizare, de condensare, de topire, de solidizare, de sublimare și de desublimare.

Flux de căldură (flux termic) este cantitatea de căldură care străbate o suprafață dată în unitatea de timp :

$$\Phi_t = \frac{dQ}{dt},$$

unde :

Φ_t este fluxul de căldură, în W (J/s) ;

Q — cantitatea de căldură, în J ;

t — timpul, în s.

Densitatea fluxului termic reprezintă fluxul termic ce trece prin unitatea de suprafață :

$$q = \frac{d\Phi_t}{dA} \quad [\text{W/m}^2].$$

Temperatura se definește ca mărime ce caracterizează starea termică a corpurilor.

Gradientul de temperatură reprezintă variația temperaturii pe unitatea de lungime normală pe suprafețele izoterme :

$$\text{grad } \theta = \frac{d\theta}{dl} \quad [^\circ\text{K/m}].$$

Conductivitatea termică reprezintă densitatea fluxului de căldură îndreptat după normală la suprafețele izoterme, atunci cînd variația temperaturii după această direcție este de un grad pe unitatea de lungime ;

$$\lambda = \frac{q}{\text{grad } \theta} \quad [\text{W}/^\circ\text{K} \cdot \text{m}],$$

unde :

λ este conductivitatea termică, în $\text{W}/^\circ\text{K} \cdot \text{m}$;

q — densitatea fluxului termic, în W/m^2 ;

$\text{grad } \theta$ — gradientul de temperatură, în $^\circ\text{K/m}$.

Rezistivitatea termică este mărimea inversă a conductivității termice.

Coefficientul de trecere al căldurii se definește ca raportul dintre densitatea fluxului de căldură care trece, în regim staționar, de la suprafața unui corp solid în mediul înconjurător sau invers și diferența de temperatură dintre temperatura suprafeței θ_1 și cea a mediului înconjurător θ_2 . Matematic, coeficientul de trecere a căldurii se exprimă prin :

$$\alpha = \frac{q}{\Delta\theta} \quad [\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{K}],$$

unde :

- α este coeficientul de trecere al căldurii, în $\text{W/m}^2 \cdot ^\circ\text{K}$;
- Q — densitatea fluxului termic, în W/m^2 ;
- $\Delta\theta$ — temperatura, în $^\circ\text{K}$.

Puterea calorică superioară și inferioară reprezintă căldura dezvoltată prin arderea completă a unității de masă dintr-un combustibil când apa conținută în produsele de ardere este sub 100°C (putere calorică superioară) sau când apa conținută în produsele de ardere este peste 100°C (puterea calorică inferioară). Unitatea de măsură este J/kg , pentru combustibilii solizi și lichizi (sau $\text{kcal}_{18}/\text{kg}$), și J/Nm^3 (respectiv $\text{kcal}_{18}/\text{Nm}^3$), pentru combustibilii gazoși.

Entropia se definește ca o mărime de stare a cărei variație într-o transformare reversibilă elementară este egală cu raportul dintre căldura schimbată de sistem (corp) și temperatura absolută la care are loc schimbul de căldură, iar matematic se exprimă prin relația :

$$dS = \frac{dQ}{T} \quad [\text{J}/^\circ\text{K}]$$

în care :

- dS este entropia, în $\text{J}/^\circ\text{K}$;
- dQ — cantitatea de căldură, în J ;
- T — temperatura, în $^\circ\text{K}$.

Prin *energia internă* a unui sistem în termodinamica tehnică se înțelege suma energiilor cinetice și potențiale ale particulelor care alcătuiesc sistemul și se exprimă matematic prin relația :

$$dU = dQ + dA$$

în care :

- dU este energia internă a sistemului, în J ;
- dQ — energia cinetică a sistemului, în J .

Entalpia este o mărime de stare definită ca suma dintre energia internă a unui corp (sistem) și produsul dintre presiunea și volumul aceluiași sistem (lucru mecanic de dislocare). Matematic, expresia entalpiei este dată de relația :

$$H = U + pV \quad [\text{J}],$$

în care :

- H este entalpia, în (J) ;
- U — energia internă, în J ;
- p — presiunea, în N/m^2 ;
- V — volumul corpului, în m^3 . ($1 \text{ N} \cdot \text{m} = 1 \text{ J}$).

1.4. MATERIALE ELECTROTEHNICE

1.4.1. Structura materie

Conform ultimelor teorii, componenții de bază ai materiei sînt particulele : *protonul, neutronul și electronul*. În afară de acestea mai există numeroase alte particule subatomice, în general instabile, care în scurt timp după producerea lor în procesele nucleare se dezintegrează. Toate aceste particule se caracterizează prin patru însușiri principale : sarcină electrică, masă de repaus, spin (moment cinetic propriu) și moment magnetic.

Atomul este cea mai mică particulă de-sine-stătătoare a unui element (corp chimic). El este format din *nucleu* și din *învelișul de electroni*.

Nucleul atomic este constituit din protoni și neutroni. Numărul protonilor indică numărul de sarcină al nucleului sau numărul atomic al elementului iar numărul total de protoni și neutroni determină *masa atomică*. Hotărîtor pentru însușirile chimice ale atomului este numărul protonilor din nucleu. Atomii cu același număr de protoni, dar cu un număr diferit de neutroni, se numesc izotopi.

Învelișul de electroni al atomului cuprinde un număr de electroni egal cu numărul protonilor din nucleu. Astfel, considerat din punct de vedere electric, atomul este neutru. Conform teoriei lui Bohr, electronii se rotesc în jurul nucleului pe orbite de energii diferite. Prin excitația produsă prin irradiație de lumină sau șoc, electronii se pot ridica la orbite sau niveluri energetice mai mari. La revenirea unui electron pe orbita inițială, această energie va fi emisă ca radiație electromagnetică (radiație Roentgen, lumină). Dacă primesc suficientă energie, electronii pot fi smulși din înveliș, producîndu-se *ionizarea*. În acest caz, atomul rămîne ca ion cu sarcina pozitivă. În mod corespunzător, prin captarea de electroni, pot apare ioni cu sarcină negativă.

Molecula este cea mai mică particulă unitară a unei combinații chimice. Molecula este formată din atomi legați între ei prin legătură chimică. În corpurile solide, atomii și moleculele sînt dispuse în general în mod regulat sub formă de rețea. Unitățile de bază ale rețelei pot fi atomii (ca la metale), cristalele covalente (ca la diamant), ionii (rețele ionice ca la sarea gemă brută) sau moleculele (rețele moleculare ca la oxigenul solid). Așezarea regulată a rețelei se poate extinde pe zone largi (structura cristalină), pe zone mici (structură microcristalină) sau poate să fie redusă la zero (starea amorfă). La temperatura zero absolut unitățile rețelei sînt virtual în repaus. La temperaturi mai mari, ele vibrează datorită slăbirii forțelor de coeziune din rețea. Creșterea în continuare a temperaturii duce la distrugerea rețelelor, substanța devine lichidă și, în final, gazoasă, moleculele putîndu-se disocia.

Un *element chimic* reprezintă o grupare de serii de atomi capabili de reacții chimice identice. Aceste grupări sînt caracterizate prin numărul atomic care corespunde cu numărul protonilor existenți în nucleul atomic.

TABELUL 1.7

Sistemul periodic al elementelor

I		II		III		IV		V		VI		VII		VIII		e	
a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b	a	b
1H 1,00797																2 He 4,0026	
3 Li 6,939	4 Be 9,0122	5 B 10,811			6 C 12,01115			7 N 14,0067		8 O 15,9994		9 F 18,9984				10 Ne 20,183	
11 Na 22,9898	12 Mg 24,312	13 Al 26,9815			14 Si 28,86			15 P 30,9738		16 S 32,064		17 Cl 35,453				18 Ar 39,348	
19 K 39,102	20 Ca 40,08	21 Sc 44,956			22 Ti 47,90			23 V 50,942		24 Cr 51,996		25 Mn 54,9380		26 Fe 55,847	27 Co 58,938	28 Ni 58,71	
29 Cu 63,54	30 Zn 65,37	31 Ga 69,72			32 Ge 72,59			33 As 74,921		34 Se 78,96		35 Br 78,909				36 Kr 83,80	
37 Rb 85,47	38 Sr 87,62	39 Y 88,905			40 Zr 91,22			41 Nb 92,906		42 Mo 95,94		43 Tc (99)		44 Ru 101,07	45 Rh 102,95	46 Pd 106,4	
47 Ag 107,870	48 Cd 112,14	49 In 114,82			50 Sn 118,69			51 Sb 121,75		52 Te 127,68		53 I 126,9044				54 Xe 131,30	
55 Cs 132,905	56 Ba 137,34	57-71 Pa- minuri rare			72 Hf 178,49			73 Ta 180,948		74 W 183,85		75 Re 186,2		76 Os 190,2	77 Ir 192,2	78 Pt 195,09	
79 Au 196,967	80 Hg 200,59	81 Tl 204,37			82 Pb 207,19			83 Bi 208,980		84 Po (210)		85 At (210)				86 Rn (222)	
87 Fr (223)	88 Ra (226)	89 Ac (227)			90 Th 232,038			91 Pa (231)		92 U 238,03		93... elemente transurani ^{u3)}					
1	57 La 138,91	58 Ce 140,12	59 Pr 140,907	60 Nd 144,24	61 Pm (145)	62 Sm 150,35	63 Eu 151,96	64 Gd 157,25	65 Tb 158,924	66 Dy 163,50	67 Ho 164,930	68 Er 167,26	69 Tm 168,934	70 Yb 173,04	71 Lu 174		
2	93 Np (237)	94 Pu (242)	95 Am (243)	96 Cm (247)	97 Bk (247)	98 Cf (249)	99 E (254)	100 Fm (253)	101 Md (253)	102 No (253)	103 Lw (257)						

Analizând elementele în ordinea crescătoare a numărului atomic, se disting anumite periodicități și asemănări ale proprietăților lor. Savantul rus Mendeleev le-a grupat în așa fel — creînd sistemul periodic al elementelor — încît să se observe mai ușor asemănările privind proprietățile lor fizice. În tabelul 1.7 este reprezentat sistemul periodic al elementelor.

Masa atomică relativă (scara fizică) este raportul dintre masa unui atom și a 12-a parte din masa izotopului de carbon.

Masa moleculară relativă (M) se definește ca suma maselor atomice ale tuturor atomilor care participă în structura moleculei.

Atom-gramul: cantitatea dintr-un element, avînd masa în grame numeric egală cu masa atomică-relativă. Un atom-gram conține un număr de atomi egali cu numărul lui Avogadro ($6,023 \cdot 10^{23}$).

Molecula-gram (mol) este masa moleculară a unui compus exprimată în grame.

Echivalentul-gram este definit ca atomul-gram sau molecula-gram pe valență.

Echivalentul electrochimic este cantitatea de material separată electrolitic printr-un curent de 1 amper în timp de o secundă.

1.4.2. Materiale conductoare

Materiale conductoare sînt acele materiale care permit propagarea curentului electric.

Materialele conductoare se clasifică în două grupe:

A. Materiale conductoare de *ordinul I*, caracterizate prin conductivitatea lor electronică (electronii „curg” de la un atom la altul), se încălzesc și rezistivitatea lor crește, dar nu suferă nici o modificare chimică. În această categorie se grupează metalele și, în urma anumitor modificări, carbonul (grafitul), care sînt și cele mai utilizate în tehnică.

Mecanismul conducției în metale se exprimă astfel: sub acțiunea unui câmp exterior, electronii, pe lângă mișcarea haotică termică, capătă o mișcare dirijată care constituie curentul electric. În drumul lor, electronii suferă interacțiunea câmpurilor ionilor pozitivi din nodurile rețelei cristaline care le încetinește mișcarea. În plus, prin ciocnirea cu ioni pozitivi din nodurile rețelei, electronii cedează o parte din energie, sub formă de energie termică, în momentul trecerii curentului.

Ridicarea temperaturii unui conductor metalic are ca rezultat intensificarea vibrației termice a rețelei; probabilitatea de ciocnire crește și, deci, conductivitatea metalului scade.

La materialele conductoare electrice interesează:

a) proprietățile electrice, dintre care amintim:

— *rezistivitatea și variația ei în funcție de diverși parametri* (coeficientul de temperatură al rezistivității, conținutul de impurități, influența tratamentului mecanic și termic, influența schimbării de stare);

Caracteristicile unor metale
 (m)=moale; (r)=recept; (t)=t₁

Metalul	Densitatea	Rezistivitatea P_{20}	Coefficientul de temperatură al rez- istivității $\alpha(t)$	Tempe- ratura de topire	Temperat. de fierbere la 760 torr	Căldura specifică	Conductivi- tatea termică
	kg/dm ³	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	1/°C la 20°C	°C	°C	$\frac{\text{kcal}}{\text{kg}^\circ\text{C}}$	$\frac{\text{cal}}{\text{cm s }^\circ\text{C}}$
Aluminiu (99,5 %)	2,58 (tn) 2,70 (t)	0,029 0,0262 (f.pur)	0,0043 (m) 0,0041 (t)	658	2270	0,2259 (0-100°C)	0,53 (20°C)
Argint	10,5	0,0162 (pur)	0,0036	960,5	2177	0,0575 (20-100°C)	1,01 (20°C)
Aur	19,3	0,023	0,0038	1063	2700	0,031 (20-100°C)	0,70 (99,98% Au)
Cupru	8,3-8,9 (tn pur) 8,95 (t)	0,0168 (r.pur) 0,01724 (r. cupru elec- trolitic stan- dard)	0,00393	1083	2325	0,0918 (25°C)	0,938 (20°C)
Fier	7,86 pur	0,087-0,105 după puritate	0,0055	~ 1530	2740	0,111 (10-100°C)	0,174 (20°C)
Magneziu	1,74	0,045	0,0039(0-100°C)	651	1100	0,2475 (17-100°C)	0,398 (0°C)
Mercur	13,55	0,958	0,0009	solidificat -38,87	357 200 (vid)	0,0332 (0-20°C)	0,021 (20°C)
Molibden	10,2 (t)	0,048 (r) (25°C) 0,056 (t)	0,0048	2630 ± 50	4724	0,0647 (20-100°C)	0,38 (r.20°C) 0,192 (t 2000°C)
Nichel	8,9	0,0735 (f.pur) 0,0869 (r) 0,0952 (t)	0,006	1452	3000	0,1086 (18-100°C)	0,215 (18°C)
Platină	21,45	0,108 (25°C)	0,00302 (0-100°C)	1773	~ 4300	0,0321 (0-100°C)	0,167 (20°C)
Plumb	11,3	0,21	0,00428 (0-100°C)	327,3	1740	0,0309 (18-100°C)	0,085 (20°C)
Staniu cenușiu	7,3	0,114	0,0044 (18-100°C)	232	2270	0,0548 (0-100°C)	0,1528 (0°C)
Wolfram	19,2-19,4 (t)	0,055 (r) 0,059-0,083(t)	0,0048 (r) (20°C-100°C) (4,5-3,1) 10 ⁻³ (t) (20°C-100°C)	3380±20	5900	0,0358 (0-100°C)	0,31-0,38 (30°C) 0,24 (1727°C)
Zinc	6,86 (tn) 7,15 (t)	0,0595	0,0035	419,4	907	0,0946 (0-100°C)	0,27-0,28 (20°C)

utilizate în electrotehnică

TABELUL 1.8

(tn)=turnat; (c)=clocănit

Coeficientul de dilatare liniară α_L (t)	Rezistența la rupere la tracțiune σ_r	Alungirea relativă la rupere	Duritatea Brinell H_B	Modul de elasticitate E	Utilizări esențiale
$1/^\circ\text{C}$	$\frac{\text{kgf}}{\text{mm}^2}$	%	$\frac{\text{kgf}}{\text{mm}^2}$	kgf/mm^2	
23,8·10 ⁻⁶ (0-100°C)	9-12 (tn) 7-11 (r) 15-25 (r)	18-25 (tn) 30-45 (r) 28 (t)	24-32 (tn) 15-25 (r) 35-70 (t)	5 800-6 000 (r) 7 200 (t)	Conductoare oțel - aluminiu pentru linii de transmisie și distribuție a energiei electrice
1,95·10 ⁻⁶ (0-100°C)	13-16 (r) 29-40 (t)	40-50 (r)	15-30 (r) 75-90 (t)	6 000-8 000 (r) 8 050 (t)	Contacte de rupere de mică și de mare putere. Aliaje de lipit sau pentru fuzibile.
14,3·10 ⁻⁶ (17-100°C)	10-14 (m) 20-30 (t)	70-30	13-22 (m) 58-75 (t)	5 600 (m) 8 100 (t) 2 800 (torstune)	Contacte de rupere de mică putere; în aliaje.
16,5·10 ⁻⁶ (0-100°C) 16,42·10 ⁻⁶ (20°C)	16-20 (tn) 20-25 (r) 40-49 (t)	25-15 (tn) 50-30 (t) 4-2 (t)	36 (tn) 40-50 (r) 80-120 (t)	11 700-12 000 (r) 12 000-13 000 (t)	Conductoare pentru înfășurări de mașini, transformatoare, aparate electrice, pentru linii de distribuție etc.
12,5·10 ⁻⁶ (0-100°C)	18-20 (r) 40-42 (t) 20-32 (carbonil)	60-40 (r) 6-15 (t) 40-30 (carbonil)	45-90 (r) 120 (t) 56-85 (carbonil)	21 770 (r) 20 900 (t) 207 000 (carbonil) Modul de torsiune: 8 400(r)	Materiale magnetice moi și tari în diferite aliaje; conductoare pentru linii de distribuție în cazuri speciale.
26·10 ⁻⁶ (10-100°C)	11-13 (tn) 17-19 (m) 21-24 (t)	7-5 (tn) 6-4,5 (m) 4 (t)	30 (tn) 33 (m) 10 (t)	4 300 (tn) 4 550 (m) 4 500 (t)	Componentă în diferite aliaje.
$3\alpha_L(t)=182\cdot 10^{-6}$ (0-100°C)					Contacte de releu și altele.
5,8·10 ⁻⁶ (r) (4-4,5) 10 ⁻⁶ (t)	70-120 (t) 100-230 (t)	25-10 (r) 5-2 (t)	145-155 (4) 150-250 (t)	33 000 (r) 28 000... 30 000 (t)	În general aliat cu W, contacte de rupere. Componentă în diferite aliaje.
13·10 ⁻⁶ (25-100°C)	30-42 (tn) 40-45 (r) 63-80 (t)	25-45 (r) 2 (t)	80 (r) 200 (t)	19 690 (tn) 20100...23 900 (r și t)	Componentă în aliaje magnetice. Metal de acoperire (protecție)
8,9·10 ⁻⁶ (20-100°C)	18-20 (r) 37 (t)	45 (r) 3 (t)	40-45 (r) 110 (t)	16 000-17 000	Contacte de rupere de mică putere în aliaje cu Ir sau Ru.
29,3·10 ⁻⁶ (17-100°C)	1,1 (f pur; m) 1,8 (99,92% Pb,m)	70-45 (m)	3 (fără fier)	1 700 (mediu)	Mantale pentru cabluri electrice; componentă în diferite aliaje.
27·10 ⁻⁶ (13-100°C)	1,6-3,8	40	4,2-5,2		Metal de protecție. Componentă în diferite aliaje (de exemplu, pentru lipit)
4,4·10 ⁻⁶ (0-100°C) 5,8·10 ⁻⁶ (0-240°C)	35-150 (c) 70-110 (r) 180-415 (t) pt. $\phi=1\text{mm}$ +0,2mm	0 (r) 4-6 (t)	125-250 (r) 350 (c)	35 000-41 500 ($\phi=0,35-0,1\text{mm}$)	Filamente de lampi cu incandescentă. Contacte de rupere eventual aliat cu Mo
(13,7-14,1) 10 ⁻⁶ după gradul de prelucrare mecanică	2-7 (tn) 14-19 (r) 12-14 (t) după mărimea grăunțelor	0,3-5 (tn) 35-17 (r) 60-52 (t)	40-45 (tn) 30-32 (m) 32-34 (t)	1 pe axa cristalinului 3750 II cu axa 12560	Metal de protecție (indeosebi pentru fier) Rareori aliaje pentru conductoare cu (Fe Al etc.)

— *diferența de potențial de contact și tensiunea termoelectromotoare*, care apar la capetele libere a două metale unite prin contact când cele două metale nu au aceeași concentrație de electroni. Când capătul unit al celor două metale se încălzește, iar capetele libere se închid printr-un circuit, în circuitul astfel format apare o tensiune termoelectromotoare care este cu atât mai mare cu cât temperatura capetelor lipite este mai mare față de temperatura capetelor libere. Această proprietate a metalelor este folosită la realizarea termocuplurilor, pentru construirea cărora se aleg perechi de metale ce dau tensiuni termoelectromotoare cât mai ridicate. Metalele pure cel mai frecvent utilizate pentru termocupluri sînt Cu, Fe, Pt, Ni, iar dintre aliaje constantanul (60% Cu, 40% Ni), copelul (56% Cu, 44% Ni), cromelul (90% Al, 10% Cr), alumeul (90% Ni, 10% Al, Si, Mg).

b) *proprietăți mecanice* ca : *modulul de elasticitate, rezistența la tracțiune și compresiune, limita de curgere etc.*

c) *proprietăți termodinamice*, care depind mult mai puțin de structura metalului; dintre ele, esențiale sînt : *căldura specifică, coeficientul de dilatație liniară, punctul de topire și conductivitatea termică*. La acestea s-ar mai putea adăuga efectele termoelectrice ca : *Peltier, Seebeck și Thompson*.

În tabelul 1.8 se indică cele mai importante caracteristici ale metalelor cu o largă utilizare în electrotehnică.

B. Conductorii de *ordinul II* sînt electroliți cu conductivitate ionică, a căror rezistivitate scade cu temperatura și care suferă modificări chimice cînd sînt străbătuți de un curent electric.

Conductorii ionici au o largă utilizare în electroliză, unde determinarea depunerilor de materiale se stabilește cu ajutorul *legilor lui Faraday* :

a) Cantitatea M (în grame) de material care se depune pe un electrod, sau este extrasă din acesta este direct proporțională cu cantitatea de electricitate consumată :

$$M \approx It;$$

b) Cantitățile M (în grame) de materiale degajate sau depuse de diferiți electroliți, de către aceeași cantitate de electricitate (It), sînt proporționale cu masele lor echivalente (A) (masa echivalentă este citul dintre masa atomică sau moleculară și valența electrochimică) :

$$M = \frac{A}{F} \cdot It,$$

unde F este constanta lui Faraday.

1.4.3. Materiale rezistive

Materialele rezistive sînt materiale conductoare de *ordinul I*, caracterizate prin rezistivitate electrică mare, rezistențe mecanice ridicate, coeficient de temperatură al rezistivității cât mai redus și un volum cât mai mic. Deoarece în tehnică nu se întîlnesc întotdeauna metale pure, care să satisfacă cerin-

țele impuse materialelor rezistive, foarte adesea se folosesc aliaje de mare rezistivitate. Materialele rezistive, fie sub forma de metale pure, fie sub forma de aliaje, se folosesc pentru :

a) Fabricarea de rezistențe etalon, rezistențe de precizie, șunturi și rezistențe adiționale pentru aparatele de măsură. Materialele rezistive utilizate la confecționarea acestor categorii de rezistențe sînt : *manganinele* (aliaje de Mn cu Cu, Ni, Al, eventual Fe), ale căror caracteristici sînt date în tabelul 1.9, și *aliajele pe bază de metale prețioase* (Pt, Au și Ag), folosite numai pentru fabricarea de rezistențe etalon — de tipul celor indicate în tabelul 1.10.

b) Fabricarea de reostate. Materialele rezistive folosite în acest scop sînt aliaje pe bază de cupru și nichel, eventual cu adaosuri de zinc și fier. Sînt cunoscute în tehnică sub denumirea de *constantan* și *nichelină* (tabelul 1.11). Ele suportă cu ușurință încălziri pînă la 200—250°C fără ca la răcire să devină fragile sau să-și modifice proprietățile inițiale.

TABELUL 1.9

Caracteristicile manganinei.

Caracteristici	Unitatea de măsură	Manganina cu 86%Cu;12%Mn; 2Ni
Densitatea	kg/dm ³	8,4
Rezistivitatea la 20°C	$\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$	0,43
Coeficient de temperatură al rezistivității de 20°C	1/°C	(5—10)·10 ⁻⁶
Forța termoelectromotoare în raport cu Cu	μ V/°C	~2
Rezistența la rupere	kgf/mm ²	50—55
Alungirea relativă la rupere	%	15—25
Temperatura admisibilă de utilizare	°C	60

TABELUL 1.10

Aliaje din metale prețioase pentru rezistențe etalon.

Caracteristica	Unitatea de măsură	Au+2% Cr	Ag+10%Aln+8%Sn	
			Nelimbătrinit	După îmbătrînire la 175°C
Rezistivitatea	$\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$	0,33	0,55	0,50
Coeficientul de temperatură al rezistivității	1/°C	10 ⁻⁶	(30—55)·10 ⁻⁶	0
Tensiunea termoelectromotoare față de cupru	μ V/°C	7...8	—	0,5

TABELUL 1.11

Aliaje pentru reostate.

Aliajul	Compoziția	Rezistivitatea la 20°	Coefficientul de temp. de rezistivitate	Tensiune termoelectrică	Rezistență de rupere la tracțiune	Alungirea la rupere	Coefficientul de dilatație liniară	Densitatea	Temperatura maximă de utilizare
		$\Omega \text{mm}^2/\text{m}$	$1/^\circ\text{C}$	$\mu\text{V}/^\circ\text{C}$	kgf/mm^2	%	$1/^\circ\text{C}$	kg/dm^3	$^\circ\text{C}$
Neusilber	60% Cu 17% Ni 23% Zn	0,30	$0,35 \cdot 10^{-3}$	15	40	35	$18 \cdot 10^{-6}$	8,6	—
Nichelină neusilber	58% Cu 22% Ni 20% Zn	0,36	$0,31 \cdot 10^{-3}$	—	moale 51 tare 83	24 1	$16,8 \cdot 10^{-6}$	8,7	—
Constantan	60% Cu 40% Ni	0,50	$\sim 10^{-6}$	39	moale 40—50 tare 75	50—40 3	$14 \cdot 10^{-6}$	8,9	400
Nichelin	54% Cu 20% Ni 20% Zn	0,43	$0,23 \cdot 10^{-3}$	—	moale 68 tare 85	30 1,5	$16 \cdot 10^{-6}$	8,7	—
Nichelină fără Zn și Fe	67% Cu (30—31)% Ni (2—3)% Mn	0,40	$0,11 \cdot 10^{-3}$	—	moale 44	33—14	$16 \cdot 10^{-6}$	8,9	300

TABELUL 1.12

Metale tehnice pure utilizate pentru elemente încălzitoare.

Metalul	Greutate atomică	Densitatea la 20°C kg/dm ³	Temperatura de topire °C	Temperatura de fierbere °C	Coef. de dilata- ție linară (20-100)°C	Rezistivitate la 20°C Ωmm ² /m	Coef. de temperatură al rezistivității (20-100)°C	Duritate Brinell 20°C	Rezistență la rupere 20°C	Rezistență la rupere la temp. înalte		Alungirea relativă la rupere 20°C	Domenii de utilizare
										°C	kgf/mm ²		
Al	26,97	2,702	660	1 800	23,03	0,027 - 0,028	0,0042	15 - 25	6 - 15	300 500	2,5 - 3 0,5 - 1	20 - 40	Aparate casnice până la 500-550°C
Fe	55,84	7,876	1 531	3 235	11,8	0,0994 - 0,108	0,0057	60 - 80	25 - 35	600 700	15 10	40 - 50	Spirale pentru uscă- torii la 300-400°C temp. spiralelor
W	184	19,3	3 370	-	4,0	0,055	0,004 (0,0059 pt. 0-3300°C)	200 - 350 (sirmă)	100 - 280 (sirmă)	1 200 1 600	70 40	-	Spirale pentru cup- toare în vid, hidro- gen sau vapori de alcool (1500-1800°C temp. spiralelor)
Mo	96	10,2	2 620	4 188	4,0	0,047	0,0043 (0,0051 pt. 0-2600°C)	150 - 300	80 - 200 (sirmă)	-	-	30	Idem pentru 1200 - 1500°C temp. spira- lelor
Ni	58,69	8,9	1 451	3 147	12,8	0,0723	0,0061	80	40 - 45	500 800 1 000	25 10 6	25 - 30	Spirale pentru cup- toare și încălzitoare la 800-1000°C în aer
Pt	195,23	21,45	1 755	4 901	8,9	0,105	0,0025 (0,0034 pt. 0-1000°C)	55	20 - 30	-	-	50	Spirale de sirmă și benzi pentru cup- toare în aer la 1 350 - 1 400°C

Aliaje pe bază de nichel pentru elemente încălzitoare.

Denumirea	Compoziția	Rezistivitate la 20°C $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$	Coef. de dilatare înălțare (20-1000°C) $10^{-6}/^\circ\text{C}$	Coeficient de temperatură a rezistivității		Temperatura de regim $^\circ\text{C}$	Rezistența de rupere după recoacere Kg/mm^2	Observații
				(20-400°C) $10^{-6}/^\circ\text{C}$	(400-1000°C) $10^{-6}/^\circ\text{C}$			
Crom-nichel I (Cromel C)	60-63% Ni 12-15% Cr 22-25% Fe 0,5-2% Mn	1,09	13	0,200	0,150	1 000	68	cel mai ieftin și ușor de prelucrat
	79-80% Ni 18-21% Cr 1,5% Fe 0,5-2% Mn	1,05	14,5	0,900	0,400	1 150	75	cel mai răspândit; mare rezistență la căldură
Heraens D	60-62% Ni 23-25% Cr 9-10% Fe 2-3% Mn	1,10	14,8	0,300	0,800	1 100	0	mare rezistență mecanică și la căldură
	50-52% Ni 30-32% Cr 11-15% Fe 2-3% Mn	1,08	15,0	0,500	0,230	1 200 - 1 250	100	deosebit de rezistent mecanic și la căldură; prelucrat în sirme și benzi groase
Heraens E	60-62% Ni 13-15% Cr 14-16% Fe 1-7% Mn	1,15	13,0	—	0,600	1 050	70	

c) Fabricarea de rezistențe de încălzire pentru aparate casnice și industriale.

Elementele de încălzire ale aparatelor de încălzire electrică trebuie să reziste la temperaturi foarte ridicate (300–1800°C) și să aibă o rezistență mecanică cât mai mare.

În practică se utilizează :

- metale tehnic pure, de genul Mo, Ni, Pt (tabelul 1.12);
- aliaje pe bază de nichel: *nicromi* — sînt soluții solide de nichel cu crom (tabelul 1.13);
- aliaje pe bază de fier: *fieronnicromi* — în care nichelul se înlocuiește cu fierul, pentru ieftinirea materialului (tabelul 1.14).

TABELUL 1.1

Aliaje pe bază de fier pentru elemente încălzitoare.

Denumirea	Compoziția	Rezistivitatea la 20°C	Coeficientul de temperatură al rezistivității	Temperatura de regim	Rezistența de rupere la 20°C	Utilizări
	%	$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$	$10^{-4}/^{\circ}\text{C}$	$^{\circ}\text{C}$	kgf/mm^2	
Feronicheli	0,5÷5% Cr 25–35% Ni Restul Fe	0,91	100 (20–200°C)	550–600		Reostate de pornire, cuptoare
Fecral (oțel crom-aluminiu)	15% Cr 5% Al Restul Fe	1,3–1,35	180 (15–1 000°C)	850–875	70	Reostate mari, sobe electrice, aparate casnice
Kantal	21% Cr 5% Al Restul Fe	1,3–1,35	80 (20–1 100°C)	1 150–1 250	80–85	Cupatoare industriale, aparate casnice
Cromal	30% Cr 4,5% Al Restul Fe	1,35	40	1 300	80	Cupatoare industriale
Aliaj Korniiov 4	65÷67% Cr 7,5–13,5% 19–27% Fe	2÷2,2		1 500		Cupatoare industriale (se utilizează numai turnat)

1.4.4. Materiale semiconductoare

Materialele semiconductoare se găsesc cuprinse, din punctul de vedere al conductivității electrice, între materialele conductoare și cele electroizolante. Domeniul de valori pentru conductivitatea, respectiv rezistivitatea

semiconductoarelor, este foarte larg, putînd varia între limitele 10^{-3} și $10^8 \Omega\text{cm}$. Spre deosebire de materialele conductoare, rezistivitatea lor variază în funcție de diverși parametri, ca : tensiunea aplicată, iluminarea la care sînt supuse, temperatura.

Din punct de vedere al structurii materiei, semiconductorul este un solid cristalin. Astfel, Ge și Si — materiale semiconductoare clasice, au rețeaua cristalină similară cu a diamantului, în care fiecare atom este înconjurat de patru atomi vecini. Cuplarea cu acești patru atomi vecini se face prin puncte de legătură formate din patru perechi de *electroni de valență*. Pentru eliberarea electronilor din astfel de perechi, așa fel încît ei să se poată deplasa liber în cristal sub acțiunea unui cîmp exterior — și semiconductorul să poată conduce —, este necesară o anumită energie W_i , caracteristică fiecărui semiconductor și care se numește *interval de energie*.

Locul liber, numit *gol*, care rezultă în punțile de legături în urma eliminării unui electron, se poate deplasa într-un cîmp electric. Un electron aflat în apropierea golului, sub influența cîmpului electric poate ocupa golul. În acest caz, golul s-a deplasat în sens opus față de electron.

Practic, un semiconductor poate primi în trei moduri energia necesară care să permită deplasarea electronilor :

— Prin *încălzire*, cînd agitația termică a atomilor face ca electronii individuali să se rupă din legăturile lor. În consecință, conductivitatea semiconductorului crește odată cu creșterea temperaturii. Acest mod este folosit în industrie la *termistor*.

— Prin *iradiere*, cînd cuantele de lumină cu energii superioare intervalului de energie W_i expulzează electronii din legăturile lor.

— Prin *impurificare*, constînd în introducerea de atomi străini, în locul unor atomi proprii, în structura semiconductorului. Astfel, prin impurificarea cu o cantitate de arseniu a germaniului topit înainte de solidificarea cristalului, o parte din atomii de germaniu, care au cîte patru electroni de valență, sînt înlocuiți cu atomi de arseniu, care au cinci electroni de valență. Cel de-al cincilea electron al atomului de arseniu, nemaifiind necesar pentru cuplarea atomului de arseniu cu atomi învecinați de germaniu, se poate deplasa liber ca *electron de conducție*, avînd sarcina electrică negativă. Acest gen de *conductivitate electronică* a semiconductoarelor se numește *conductivitate de tipul n*, iar arseniul, care „pune la dispoziție” electronul liber, poartă denumirea de *donor* de electroni.

Dacă, însă, un atom de germaniu se înlocuiește cu un atom de *indiu*, care are numai trei electroni de valență, în punctele de legătură dintre atomi rețelei cristaline va apărea un *gol*, creîndu-se în acest caz o *conductivitate de goluri* (prin sarcini pozitive), sau conductivitate de *tipul p*. În acest caz, materialul de impurificare — indiu — este un *acceptor* de electroni.

Concentrația de electroni, sau goluri, disponibilă pentru transportul sarcinii este virtual identică cu cea a atomilor de impuritate adăugați. Astfel, prin variația gradului de impurificare se poate regla și stabili, după cerință conductivitatea semiconductoarelor. Procesul de impurificare a semiconductoarelor cu elemente donoare, sau acceptoare, se numește *dopare*.

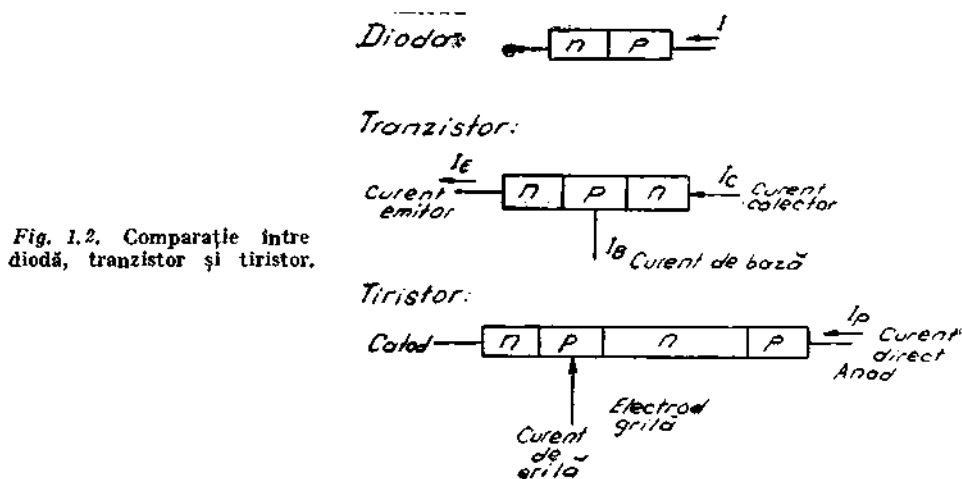


Fig. 1.2. Comparație între diodă, tranzistor și tiristor.

Energia necesară pentru a smulge un electron dintr-un donor, sau un gol dintr-un acceptor, se numește *energie de activare*, W_D sau W_A , și este apreciazabil mai mică decât intervalul de energie W_i .

Dacă un semiconductor cu electroni de conducție, avînd concentrația n , sau cu goluri, avînd concentrația p , se introduce într-un cîmp electric de intensitate E , electronii se deplasează cu o viteză $v = \mu E$ în direcția cîmpului. *Mobilitatea* μ reprezintă viteza electronului într-un cîmp avînd intensitatea de 1 V/cm și este specifică fiecărui tip de semiconductor.

Atunci cînd un semiconductor se dopează, astfel încît o parte din el să aibă o conductivitate de tip n , iar restul conductivitate de tip p , suprafața de separare a celor două părți constituie o *joncțiune $p-n$* . Ea prezintă o rezistență mică față de curent într-un sens și o rezistență mare în celălalt sens, putînd să redrezeze un curent alternativ. O aplicare practică a joncțiunilor $p-n$ o reprezintă diodele, tranzistoarele și tiristoarele; fig. 1.2 redă schematic comparația dintre ele.

Semiconductoarele se pot clasifica în :

- Semiconductoare monoatomice ca : germaniu, siliciu, seleniu ;
- Semiconductoare cu structură cristalină ionică — cazul diferitelor săruri ;
- Combinății chimice semiconductoare ca : unii oxizi, sulfuri, carburi, nitruri ;
- Combinății intermetalice între elemente din grupa III și V, ca de exemplu : antimoniura de indiu, de galii etc.

Aproape toate cu foarte rare excepții (seleniul amorf), sînt materiale cristaline. Ca aspect diferă : unele au aspect metalic (Ge, Si, PbS), iar altele sînt transparente (sărurile).

În tabelul 1.15 sînt indicate caracteristicile fizice ale citorva semiconductoare.

TABELUL 1.15

Materiale semiconductoare

Semiconductor	Structura	Wt la 0°K eV	$\frac{\mu_n}{\text{cm}^2/\text{Vs}}$	$\frac{\mu_p}{\text{cm}^2/\text{Vs}}$	Utilizări industriale
Si	De diamant	1,12	1900	425	Redresor, celulă solară
Ge	De diamant	0,78	3900	1 700	Redresor, tranzistor
Ge-Si	De diamant	0,78–1,12			Generator termoelectric
Se	Hexagonală	1,6–1,9		≈ 1	Redresor
Ga As	Blendă de zinc	1,52	4000	240	Diodă tunel, diodă laser
InAs	Blendă de zinc	0,43	27000	450	Filtru infraroșu Generator Hall
Cu ₂ O	Cuprit	2,06		100	Redresor
ZnO	Wurtzit	3,2	200		Substanțe fluorescente Fotorezistență, dozi- metre raze X
Zn Se	Blendă de zinc	2,8			
CdS	Wurtzit	2,5			
CdSe	Wurtzit	1,84	240		Fotorezistență
PbS	NaCl	0,37	640	350	Fotoelemente
Bi ₂ Se ₃	Hexagonal	0,28	350		Răcire termoelectrică

unde: μ_n — mobilitatea electronilor;
 μ_p — mobilitatea golurilor

1.4.5. Materiale electroizolante

Materialele electroizolante se caracterizează prin marea lor rezistivitate, în comparație cu celelalte categorii de materiale. Sînt cunoscute în tehnică și sub denumirea de materiale *dielectrice*, datorită capacității lor de a se polariza sub acțiunea cîmpului electric.

Deși sînt foarte numeroase, totuși puține dintre ele satisfac condițiile impuse de funcționarea ca materiale electroizolante, deoarece în componența mașinilor și aparatelor electrice ele trebuie să fie satisfăcătoare din punct de vedere electric, mecanic, chimic și, mai ales, termic.

Caracteristicile materialelor electroizolante sînt în general determinate de comportarea lor sub acțiunea cîmpului electric, cînd în materialul dielectric apar curenți de polarizare și de conducție. Curgerile acestor curenți dau naștere la pierderi de energie. Cînd tensiunea aplicată unui dielectric este mult prea mare, apare fenomenul de *străpungere* a materialului electroizolant, adică distrugerea acestuia sub acțiunea cîmpului electric.

Principalele caracteristici ale materialelor electroizolante :

a) *Permitivitatea relativă*, sau constanta dielectrică $\epsilon_r = \frac{C}{C_0}$ a materialului este raportul capacității condensatorului format de dielectricul considerat între cele două armături și capacitatea aceluiași condensator cînd dielectricul este vid ;

b) *Permitivitatea absolută* a materialului este $\epsilon = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r$ [F/m], în care ϵ_0 este permitivitatea vidului ;

c) *Rezistivitatea de volum* ρ_v se definește ca rezistența electrică, măsurată în curent continuu, a unui cub de material cu latura egală cu unitatea. Se măsoară în $\Omega \cdot m$ (în sistemul SI) sau în $\Omega \cdot cm$ ($1 \Omega \cdot cm = 10^{-2} \Omega \cdot m$).

Rezistivitatea de suprafață ρ_s se definește convențional, pentru materialele solide, ca rezistența măsurată în curent continuu a unui pătrat delimitat la suprafața materialului prin doi electrozi în forma de cuțit.

Valoarea rezistivităților ρ_v și ρ_s , pentru diverse materiale izolante, variază între 10^8 și $10^{19} \Omega \cdot cm$.

d) *Rigiditatea dielectrică* sau *cîmpul de străpungere* se definește prin relația :

$$E_{str} = \frac{U_{str}}{d} \quad [kV/cm],$$

în care U_{str} este tensiunea la care materialul se străpunge în cîmp uniform. Valorile obținute în practică diferă mult de condițiile în care se execută probele, variind pentru diferite materiale între valori de la cîteva kilovolți pe centimetru pînă la cîteva mii de kilovolți pe centimetru. Factorii mai importanți care influențează valoarea rigidității dielectricului sînt :

- frecvența, forma și durata de aplicare a tensiunii ;
- grosimea și omogenitatea mostrei, precum și prezența eforturilor interioare ;
- temperatura, presiunea și umiditatea atmosferei ambiante ;
- prezența incluziunilor gazoase, a umezelii și a altor agenți de contaminare ;
- dimensiunile și conductivitatea termică a electrozilor ;
- caracteristicile electrice și termice ale mediului ambiant.

e) *Tangenta unghiului de pierderi dielectrice* ($\tan \delta$), caracterizează pierderile de energie datorate fenomenelor de conducție, polarizare și eventual descărcărilor parțiale ce au loc în materialul electroizolant. Expresia generală a pierderilor dielectrice :

$$P = U^2 C \omega \tan \delta \quad [W],$$

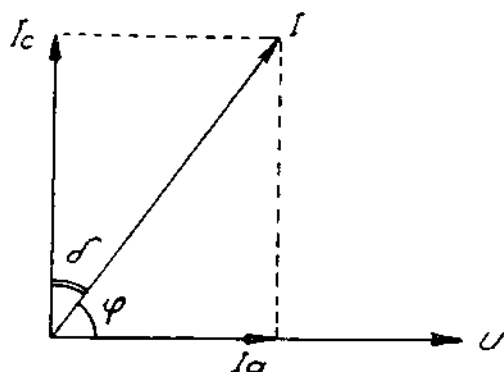


Fig. 1.3. Definierea unghiului de pierderi în dielectric.

în care :

- U este tensiunea aplicată piesei izolante, în V ;
- C — capacitatea piesei, în F ;
- ω — pulsația tensiunii aplicate, în 1/S ;
- $\delta = 90^\circ - \varphi$, în care φ este decalajul dintre tensiunea aplicată și curentul total care străbate dielectricul (fig. 1.3).

În afară de aceste caracteristici electrice, la materialele electroizolante mai interesează :

- proprietățile fizice ca : *densitatea, porozitatea, higroscopicitatea* ;
- proprietățile chimice ca : *gradul de rezistență la acțiunea de corodare a diversilor agenți din mediul înconjurător, indicele de aciditate, solubilitatea* ;
- proprietăți mecanice (*duritatea, rezistența la tracțiune, încovoiere și compresiune, viscozitatea*) ;
- proprietăți termice (*căldura specifică, conductivitatea termică, coeficientul de dilatație liniară, stabilitatea termică*).

În ceea ce privește clasificarea materialelor electroizolante, se obișnuiește să fie folosită :

A. Clasificarea în funcție de *compoziția chimică*, conform căreia se împart materialele electroizolante în : *organice și anorganice*. Cele organice sînt superioare din punct de vedere al proprietăților electroizolante și uneori mecanice, dar inferioare în ceea ce privește proprietățile termice, chimice și în general, ca rezistență la acțiunea umidității. Dintre materialele organice foarte răspîndite sînt : *uleiurile, rășinile*, apoi *celuloza și cauciucurile naturale și sintetice*. Dintre izolanții anorganici, foarte cunoscuți sînt : *ceramicile, sticlele, mica, azbestul, oxizii metalici și diverse roci (marmora și ardezia)*.

Legătura dintre materialele organice și anorganice o realizează materialele *siliconice*, care sînt compuși organici ai siliciului realizați pe cale sintetică.

B. Clasificarea în funcție de *stabilitatea termică*, care împarte materialele electroizolante în clase de izolație (tabelul 1.16), conform Publicației CEE nr. 85.

C. Clasificarea conform *Enciclopediei materialelor electroizolante* care adoptă clasificarea materialelor după starea lor finală (gaz, lichid, solid); scopul final (formare, impregnare); modul de prelucrare sau de folosire (cu sau fără schimbarea proprietăților fizico-chimice); particularități ce influențează întrebuințarea (solvenți, mase de umplere) etc.

Tabelul 1.17 prezintă caracteristicile principale ale celor mai folosite materiale electroizolante.

TABELUL 1.16

Clasificarea materialelor electroizolante după stabilitatea termică.

Denumirea clasei de izolație	Materiale electroizolante
Y (90°C)	Materiale textile pe bază de celuloză, fire poliamidice, hirtii celulozice, cartoane neimpregnate. Polietilenă, polistiren, PCV, cauciuc natural vulcanizat
A (105°C)	Materiale textile pe bază de celuloză, fire poliamidice, hirtii celulozice impregnate cu lacuri uleioase, oleorășinoase și oleobituminoase, folii poliamidice, materiale combinate, folii-prespan. Cauciuc pe bază de butadimă cu acrilinril și cauciuc pe bază de clorbutadimă
E (120°C)	Película izolantă a conductoarelor emailate cu lacuri polivinilacetilice sau epoxidice. Mase plastice fenolice cu umplutură organică pe bază de hirtii și țesături. Rășini epoxidice, poliesterice și poliuretanice. Folii și fire de tereftalat de polietilenă etc.
B (130°C)	Materiale pe bază de mică sau hirtie de mică fără suport sau cu suport din țesătură organică, precum și pe bază de fire de sticlă și azbest impregnate cu lacuri oleobituminoase, bachelite, epoxidice, gliptalice, poliuretanice. Mase plastice cu umplutură anorganică. Stratificate pe bază de fire de sticlă și azbest. Película izolantă a conductoarelor emailate cu lacuri tereftalice etc.
F (155°C)	Materiale pe bază de mică sau hirtie de mică cu sau fără suport anorganic, precum și pe bază de fire de sticlă și azbest impregnate cu rășini alchidice, epoxidice, poliesterice și cu stabilitate termică necesară clasei de izolație, precum și cu rășini siliconice modificate etc.
H (180°C)	Materiale pe bază de mică cu sau fără suport anorganic, precum și pe bază de fire de sticlă și azbest impregnate cu lacuri siliconice. Cauciucuri siliconice. Mase plastice cu umplutură anorganică.
C (>180°C)	Materiale anorganice (mică, sticlă, ceramică). Materiale pe bază de mică cu sau fără suport din fire de sticlă impregnate cu compuși anorganici sau rășini siliconice cu stabilitate termică peste 220°C. Politetrafluoretilenă.

Materiale electroizolante.

TABELUL 1.17

Materialul electroizolant	Rezistivitatea la 20°C	Rigiditatea electrică	Constanta dielectrică ϵ_r	Masa specifică
	$\Omega \cdot \text{cm}$	kV/cm		kg/dm^3
Ardezie	$2 \cdot 10^6$	2-4	6-7	2,7-2,9
Azbest	$2 \cdot 10^5$	24-27	—	2,3-2,6
Azobachelită	—	200-400	—	1,8
Bazalt	—	40-60	—	2,6-3,0
Cauciuc	$10^{13}-10^{14}$	20	2,6-3,0	0,9-1,8
Celuloză	10^8-10^{10}	500	3,9-7,5	1,00
Clorură de polivinil	$10^{11}-10^{12}$	180	4,5-6,5	1,2-1,6
Cuarț	$5 \cdot 10^8$	400	3,25-4,5	2,20
Ebonită	10^{15}	230-530	2,5-3,2	1,17
Gutapercă	$4 \cdot 10^{14}$	100	4	0,95
Hirtie	10^9-10^{15}	40-100	2,0-2,8	0,7-0,82
Hirtie impregnată	$10^{13}-10^{14}$	300-600	3,0-4,3	1,00
Lemn uscat	10^9	30-60	2,5-4,8	0,5-1,04
Lignefolin	—	50-90	5-6	1,34-1,38
Marmură	10^8-10^{10}	4-14	8-10	2,5-2,8
Micanită	10^{12}	200-600	2,3-2,5	1,9-2,6
Mică	10^{12}	600-700	4,5-7,5	2,8-3,0
Parafină	$10^{15}-10^{19}$	50-120	1,9-2,3	0,9-0,93
Pertinax	10^{11}	230	8	1,3-1,9
Polietilenă	10^{14}	400	2,3	0,92
Polistiren	$10^{13}-10^{14}$	—	2,3	1,18
Porțelan	$10^{14}-10^{15}$	100-200	4,5-6,5	2,4-3,0
Preșpan	10^{16}	280-480	4	1,12-1,2
Rășini siliconice	—	100-200	—	1,01-1,02
Sticlă	$2 \cdot 10^{18}$	300-450	3,7-16,5	2,0-8,1
Textolit	10^8-10^{11}	40-80	—	1,3-1,4
Ulei de transformator	$10^{14}-10^{16}$	125	2,3	0,8

1.4.6. Materiale magnetice

Materialele magnetice servesc ca elemente de construcție a mașinilor, transformatoarelor și aparatelor electrice, precum și a magnetilor permanenți.

Se știe că starea magnetică a unui corp izotrop, fără tensiuni interne și fără polarizație magnetică proprie, la temperatură constantă, introdus într-un câmp magnetic, se caracterizează, în orice moment și în orice punct al corpului, prin vectorul inducției magnetice \vec{B} , care are ca expresie:

$$\vec{B} = \mu_0 \cdot \vec{H} + \kappa \mu_0 \cdot \vec{M}$$

în care:

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

$\kappa = 1$ — (într-un sistem rațional) este coeficientul de raționalizare;

H — cîmpul magnetic aplicat ;

\bar{M} — magnetizația egală cu suma momentelor magnetice ale atomilor conținuți în unitatea de volum.

Pentru majoritatea corpurilor $\bar{M} = \chi_m \cdot H$; χ_m fiind susceptivitatea magnetică a materialului.

Notîndu-se permeabilitatea relativă

$$\mu = 1 + \chi_m$$

iar permeabilitatea absolută

$$\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$$

rezultă :

$$\vec{B} = \mu \vec{H} \text{ și } \vec{M} = (\mu_r - 1) \vec{H}.$$

Introduși într-un cîmp magnetic, atomii tuturor materialelor dobîndesc un moment magnetic indus. Unii atomi posedă însă, în afară de momentul indus, și un moment magnetic propriu, m_p . În funcție de existența și de dispoziția momentelor magnetice proprii, aceste materiale se clasifică în tabelul 1.18) :

TABELUL 1.18

Materiale magnetice.

Tipul materialului	Moment magnetic propriu m_p al atomului	Dispoziția momentelor magnetice	χ_m	$\mu_r = 1 + \chi_m$
Diamagnetic	$\bar{m}_p = 0$		-10^{-6}	≤ 1
Paramagnetic	$\bar{m}_p \neq 0$	$\uparrow \searrow \rightarrow$ haotică	$+10^{-8}$	≥ 1
Feromagnetic	$\bar{m}_p \neq 0$	$\begin{matrix} \rightarrow \\ \rightarrow \\ \rightarrow \end{matrix}$ homoparalelă pe regiuni	f. mare	f. mare
Antiferomagnetic	$\bar{m}_p \neq 0$	\updownarrow Antiparalelă pentru două sisteme de atomi $\sum m_p = 0$	—	1
Ferimagnetic	$\bar{m}_p \neq 0$	$\uparrow \downarrow$ idem, dar momente neegale $\sum m_p \neq 0$	mare	mare

a) *materiale diamagnetice* ca : hidrogenul, gazele inerte, carbonul și metalele : Ag, Cu, Pb, Zn, Bi, Hg. Se caracterizează prin faptul că sub acțiunea cîmpului magnetice tind să se deplaseze dinspre regiunile cu o intensitate mai mare, spre regiunile cu o intensitate mai mică a cîmpului magnetic ;

Caracteristicile unor materiale magnetice moi.

Denumirea materialului	Compoziția în % din greutate							Permeabi- litatea maximă μ_{max} (Gauss) (Oe)	Câmpul coercitiv H_c (Oe)	Inducția la satura- ție $4\pi I_s$ (Gauss)	Rezistiv- tate ρ $\times 10^8$ Ωcm	Punct Curie t_c °C	Tratamentul termic
	Fe	Ni	Co	Si	Cu	Cr	Mo	Al					
Fier	99,9	—	—	—	—	—	—	—	1,0	21 500	10	770	900°C
Fier cu siliciu	96	—	—	4	—	—	—	—	0,6	19 700	60	690	800°C
Fier cu siliciu	96,7	—	—	3,3	—	—	—	—	0,2	20 000	60	700	laminat la rece
Hipersil	96,7	—	—	3,3	—	—	—	—	0,1	20 000	50	700	idem
Alsilfer	85	—	—	9	—	—	—	5	0,05	10 000	80	500	turnat
Permaloy 45	45	45	—	—	—	—	—	—	0,3	16 000	50	440	1050°C
Hipernik	50	50	—	—	—	—	—	—	0,05	16 000	35	500	1200°C în H_2
Radiometal	49	47	—	—	3	—	—	—	0,3	15 600	55	—	1050°C
Permaloy 78	21	78	—	—	—	—	—	—	0,05	10 000	16	580	1050°C; 600°C
Mo-permaloy	16	78,5	—	—	—	—	3,8	—	0,04	8 700	60	420	100°C în H_2
Cr-permaloy	17,7	78,5	—	—	—	3,8	—	—	—	8 000	—	—	—
Mu-metal	17	76	—	—	5	—	3	—	0,04	7 200	60	430	1110°C în H_2
Aliaj 1040	11	72	—	—	14	—	3	—	0,02	6 000	56	290	1110°C în H_2
Supermaloy	15	79	—	—	—	—	5	—	0,004	8 000	60	400	1300°C în H_2
Permendur	50	—	50	—	—	—	—	V	2,0	24 500	7	980	800°C
V-permendur	49	—	49	—	—	—	—	2	2,0	24 500	26	980	800°C
Permaloy pulbere	17	81	—	—	—	—	2	—	—	—	10 ⁶	480	presat la 650°C
Ferite	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1—0,01	—	10 ⁴ —10 ¹²	—	—
Perminvar	20	45	28	—	—	—	7	—	—	—	—	—	—
Isoperm	55—40	40	—	—	5	—	—	—	—	—	—	—	—

b) materiale *paramagnetice*, care într-un câmp magnetic neuniform au tendința să se deplaseze dinspre regiunile cu intensitate mai mică spre cele cu intensitate mai mare. Din această categorie fac parte: oxigenul, oxizii de azot, oxizii de Fe, Co, Ni și ai metalelor alcaline, precum Al, Pt, V, Mn, Cr;

c) materiale *feromagnetice*, caracterizate prin faptul că au permeabilitate magnetică foarte mare, a cărei valoare depinde de valoarea câmpului magnetic. Substanțele feromagnetice își păstrează magnetizarea și după ce a fost înlăturată cauza care a produs-o. Feromagnetismul se pierde prin încălzirea materialului peste o temperatură determinată, specifică fiecărui material, numită *punctul Curie* al substanței respective. Cele mai importante materiale feromagnetice sînt fierul, nichelul și cobaltul;

d) materiale *antiferomagnetice*, caracterizate prin faptul că suma momentelor magnetice proprii (Σm_p) este nulă. Din această categorie fac parte oxizii: MnO_2 , MnO , FeO , CoO și florurile: MnF_2 , NiF_2 . La aceste materiale susceptivitatea magnetică variază în funcție de temperatură, prezentînd un maximum la o temperatură critică T_N , numită temperatura lui Néel.

e) materiale *ferimagnetice* (ferite), care reprezintă un caz particular al materialelor antiferomagnetice. Feritele au valori destul de mari pentru susceptivitatea magnetică, au o rezistivitate electrică mare, fapt ce le reduce pierderile prin curenți turbionari, chiar la frecvențe ridicate. Feritele sînt oxizi complexi de fier și alte metale bivalente.

În funcție de proprietățile lor mecanice, materialele magnetice se mai împart în *materiale magnetice moi* și *materiale magnetice dure*.

Materialele magnetice moi se caracterizează prin permeabilitatea (μ_r) mare, câmpul coercitiv (H_c) mic, adică se magnetizează ușor și au pierderi prin histerezis reduse, folosindu-se în special la confecționarea circuitelor magnetice ale mașinilor, transformatoarelor și aparatelor electrice.

Tabelul 1.19 prezintă principalele materiale magnetice moi și caracteristicile lor.

Materialele magnetice dure, odată magnetizate, își păstrează îndelung starea de magnetizare, pentru care motiv servesc la fabricarea magneților permanenți. Un material magnetic dur are un câmp coercitiv (H_c) cît mai mare, o inducție remanentă (B_r) cît mai ridicată, iar valoarea produsului dintre inducție și câmp în material ($B \cdot H_{max}$) de asemenea ridicată. Caracteristicile principalelor materiale magnetice dure sînt date în tabelul 1.20.

O caracteristică foarte importantă a materialelor feromagnetice o reprezintă pierderile de energie în aceste materiale. Aceste pierderi sînt de două feluri:

- pierderi prin histerezis: $P_H = \eta \cdot B_m^n \cdot f$;
- pierderi prin curenți turbionari (Faucault): $P_F = \xi \cdot B_m^2 \cdot f^2$,

TABELUL 1.20

Caracteristicile unor materiale magnetice dure.

Materialul	Compoziția în % (restul Fe) (în greutate)										H _c (Oe)	B _r (Gauss)	(BH) _{max} (Gauss Oe) × 10 ⁶
	C	W	Cr	Co	Mo	Ni	Al	Cu	Ag	Diverse			
Oțeluri editate la martensiță													
Oțel cu C	1										21,3	13 800	0,15
Oțel cu W	0,7	6	0,3							0,3 Mn	65	10 500	0,30
Oțel cu Cr	1,1		6							0,4 Mn	74	9 500	0,30
Oțel cu Co	0,7	5	4,25	40							242	10 000	1,03
Aliaje izotrope													
Alni						25	12				500	7 000	1,40
Alnico I				5		20	12				480	6 800	1,40
Alnico IV				5		28	12				695	5 750	1,30
Orestit 800				19		18	9	4		4 Ti	750	6 600	1,95
Aliaje anizotrope													
Magnico				24		13,5	8	3			580	13 300	4,50
Alnico				24		14,5	8	3		0,3 Ti	757	12 500	3,8-5,5
Alcomax III				24,5		13,5	8	3		0,5 Ti	650	12 500	4,8-5,6
Hygromax				20		21	9	1,6			830	9 000	3,3

Aliaje plastice

Cunife I					20	60			590—350	5 400—6 000	1—1,85
Cunico II			29		21	50			660—710	3 400	0,8—0,85
Vicalloy			52					13 V	370—470	9 000—10500	2—3,5

Aliaje speciale din metale pretioase

Silmanal					4,4	38,7	3,8 Mn	590	6 300	0,085
Aliaje Cu Pt							7,8 Pt	1 570	5 330	3,07
Aliaje cu Pt și Co						23,3	76,7 Pt	2 700	4 500	4,90

Materiale din pulberi feromagnetice

Pulbere din fier redus									600	5 000	1,00
Pulbere din fier și cobalt									500	8 000	1,70

Ferite manganice dure

Baferit izotrop						
anizotrop						
Amestec (sinterizate la 1000°C, magnetizate la 300°C)						
Vectolite						
	BaO(Fe ₂ O ₃) ₆	1 300-1 600	1 600-2 00	0,55-0,8		
	BaO(Fe ₂ O ₃) ₆	2 000	3 000	2,0		
	Fe ₃ O ₄ +Fe ₃ CO ₃ O ₄	600	4 000	1,3		
	30% Fe ₂ O ₃ +44 Fe ₃ O ₄ +26 CO ₂ O ₃	900-1 100	1 600	0,5		

unde :

- B_m este inducția maximă la care se lucrează ;
 f — frecvența ;
 $n=1,6+3$ — coeficient ce depinde de material și de valoarea inducției ;
 η — coeficient ce depinde de natura materialului ;
 $\xi = k \frac{\Delta^2}{\rho}$ — coeficient proporțional cu pătratul grosimii miezului magnetic (Δ) și invers proporțional cu rezistivitatea (ρ). Valoarea lui ξ poate fi influențată acționind asupra lui Δ și ρ , așa cum se procedează cu tablele silicioase (table de grosimi cât mai mici). Prin tratamente mecanice (laminări la rece) pierderile de energie în materiale feromagnetice s-au redus foarte mult.

PRODUCEREA ENERGIEI ELECTRICE

2.1. CENTRALE TERMoeLECTRICE

Centrala termoelectrică reprezintă un transformator de energie de mari proporții. Ea primește energia latentă — legată chimic — a combustibililor, pe care o transformă în căldură, conținută de un gaz ce servește ca agent de transport, apoi această căldură este cedată mediului de lucru propriu-zis, care, cu acest prilej, își modifică starea sa de agregare. După aceea, energia mediului de lucru este transformată de motorul termic (turbina) în energie mecanică, iar aceasta, la rîndul ei — prin intermediul generatorului —, este transformată în energie electrică. Toate procesele de transformare sînt însoțite de pierderi. În figura 2.1 sînt prezentate simplificat, sub forma de diagramă Sănkey, procesele și etapele de transformare ale energiei într-o centrală termoelectrică cu abur, de la stadiul de energie chimică pînă la cel de energie electrică.

Ca agenți energetici de lucru, într-o centrală termoelectrică cu abur, servesc: combustibilul, cenușa, aerul și gazele arse, apa de răcire, condensatul, aburul, energia mecanică înmagazinată în părțile în mișcare ale rotorului turbinei și energia electrică produsă în înfășurările statice ale generatorului electric.

Ca mașini energetice principale, în care au loc transformările de energie, într-o centrală termoelectrică servesc de regulă: *cazanul* — în care are loc arderea combustibilului, *turbina* — în care energia termică este transformată în energie mecanică, și *generatorul electric* — în care are loc ultima transformare, din energie mecanică în energie electrică.

În funcție de agenții energetici de lucru și de tipul mașinilor energetice folosite, centralele termoelectrice se pot clasifica în:

- centrale termoelectrice cu turbine cu abur;
- centrale termoelectrice cu turbine cu gaze;
- centrale termoelectrice cu motoare Diessel.

În fig. 2.2 și în fig. 2.3 sînt prezentate schemele de bază și fluxurile agenților de lucru la o centrală termoelectrică cu turbine cu abur.

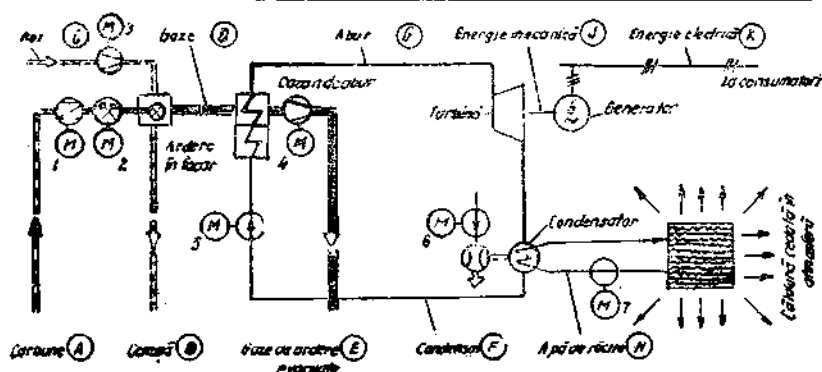


Fig. 2.2. Schema de bază a agenților de lucru A-K și proprietățile lor într-o centrală electrică cu abur:

1 — distribuitor de carbuni; 2 — moară de carbuni; 3 — ventilator de aer proaspăt; 4 — ventilator de tiraj forțat; 5 — pompa de alimentare a cazanului; 6 — ejector de apă; 7 — pompă de apă de răcire.

Proprietățile agenților de lucru dintr-o centrală termoelectrică cu abur:

A) combustibilul: puterea calorică; greutatea volumetrică; structura; granulația; conținutul de cenă; umiditatea; compoziția chimică (C, H_2, O_2, S); temperatura de inflamabilitate; temperatura teoretică de ardere; proba de cenă și zgură. — B) cenă: granulația; părțile nearse; compoziția chimică. — C) aerul: presiunea barometrică; temperatura; puritatea; umiditatea. — D) și E) aerul și gazele: presiunea; temperatura (punctul de rouă); umiditatea; puritatea; compoziția chimică. — F) apa de răcire: puritatea mecanică și biologică; presiunea; temperatura; compoziția chimică (conținutul de săruri); conținutul de gaze (O_2, CO_2); conținutul de materii organice; duritate. — G) condensatul (umiditate fină): caracterul curgerii (criteriul Reynolds); presiunea de fierbere și temperatură; impuritățile; conținutul de săruri; posibilități de coroziune și eroziune; G) aburul: presiunea; temperatura; entalpia; volumul specific; conductivitatea termică; compoziția chimică și agresivitatea; viscozitatea; disociația; umiditatea; conținutul de săruri. — H) energia mecanică: rezistența la torsiune și încovoiere; rezistența la fluaj și rezistența la temperatură; conductivitatea termică; greutate specifică. — K) energia electrică: felul curentului; tensiunea; frecvența; pu-

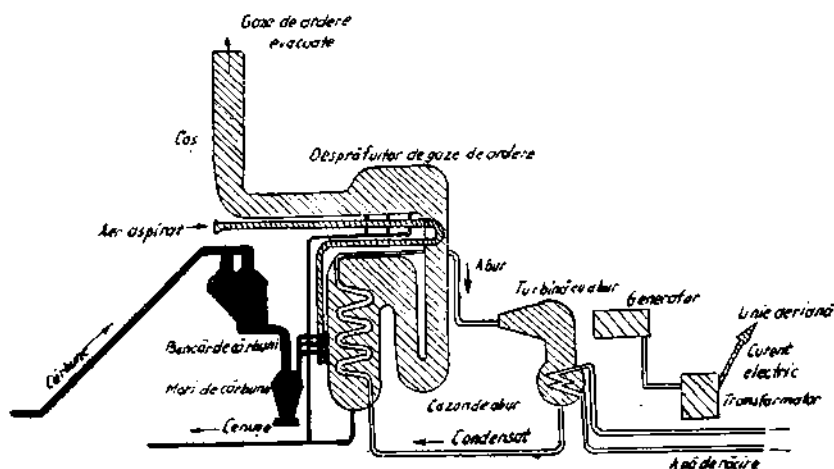


Fig. 2.3. Fluxurile agenților de lucru ai unei centrale electrice (necesitățile de spațiu net).

2.1.1. Centrale termoelectrice cu turbine cu abur

La acest tip de centrale termoelectrice, în calitate de motor termic este utilizată *turbina cu abur*, iar ca agent de lucru în motorul termic, aburul.

În circuitele unei centrale termoelectrice cu turbine cu abur au loc următoarele transformări :

a) *Circuitul combustibil — cenușă*. Combustibilul se gazeifică prin arderea sa în focarul cazanului, luând oxigenul din aer ; energia chimică conținută în combustibil este transmisă gazului sub formă de căldură. În același timp, corpurile străine incombustibile, care suferă în timpul arderii un fel de proces de fuziune, rămân sub formă de cenușă și zgură ; în funcție de natura combustibilului, ele pot reprezenta o fracțiune de 1%, dar pot merge și pînă la 40—50%.

b) *Circuitul aer-gaze*. Aerul, luat din atmosferă pentru ardere, preia produsele de ardere gazeificate. Gazele de ardere străbat — apoi — suprafețele de încălzire ale cazanului și sînt refulate în atmosferă. Volumul de aer amestecat cu gaze de ardere crește prin absorbția de căldură, devenind de cîteva ori mai mare, spre a se micșora din nou prin răcire.

c) *Circuitul apă-abur*. Apa este preîncălzită, vaporizată și supraîncălzită în cazan, prin căldura absorbită de la gazele care, astfel, se răcesc. Transmiterea căldurii se face prin suprafețele de încălzire, constînd din țevi ale cazanului și preîncălzitoare de aer. Aburul care iese din cazan, la presiune mare și temperatură înaltă, se destinde în turbină. Cu acest prilej au loc modificări de volum foarte mari, asemănătoare celor din circuitul aer-gaze. Energia cinetică a aburului, rezultată în urma variației de volum acționează asupra paletelor rotoarelor turbinei, pune aceste rotoare în mișcare de rotație, transformîndu-se astfel în lucru mecanic. După ieșirea din turbină, aburul se condensează în condensator. Condensatul care rezultă este trimis înapoi în cazan cu ajutorul pompelor de alimentare.

Circuitul apă-abur este circuitul de bază al unei centrale termoelectrice cu turbine cu abur, el hotărînd tipul și randamentul centralelor termoelectrice cu turbine de abur.

Schema circuitului de apă-abur, numită și schema termică a centralei — pentru un grup de 150 MW — este prezentată în fig. 2.4.

d) *Circuitul apei de răcire*. Apa de răcire se ia dintr-un rîu, lac sau din mare. În condensator ea este încălzită prin absorbirea căldurii eliberate prin condensarea aburului destins în turbină. Apa de răcire încălzită cedează mediului înconjurător — prin suprafața liberă a cursului de apă — cea mai mare parte din căldura absorbită. Cînd nu se dispune de apă de răcire suficientă, apa de răcire încălzită este răcită din nou în circuit închis, printr-un turn de răcire. Fig. 2.5 prezintă circuitul apei de răcire în două variante arătîndu-se în plus și circuitele de apă de adaos pentru alimentarea cazanelor, cît și circuitele de apă pentru evacuarea hidrolică a zgurei și cenușei.

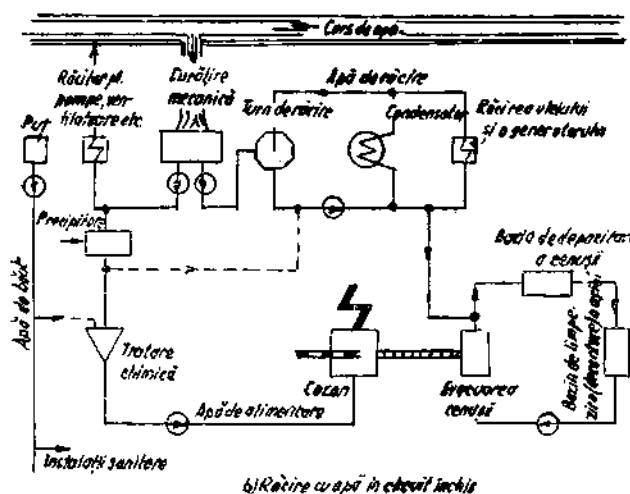
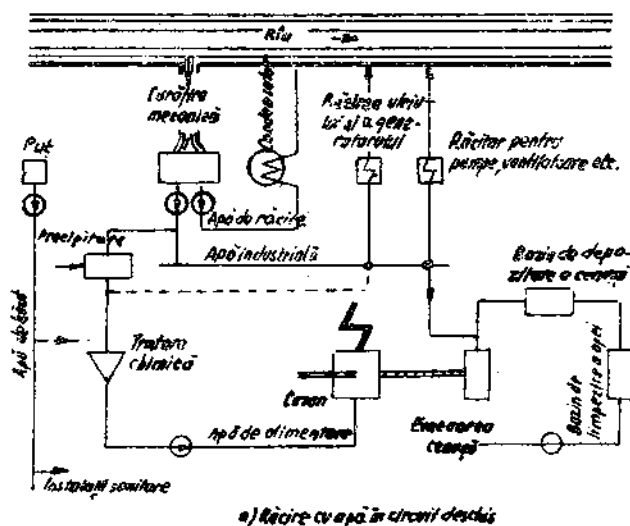


Fig. 2.5. Scheme de bază ale alimentării cu apă de răcire.

e) *Circuitul electric.* Circuitul electric constă din înfășurările generatoarelor, racordate la bornele generatoarelor, și schemele electrice de conexiuni ale centralei și ale serviciilor interne, prin care energia electrică, obținută prin transformarea energiei mecanice disponibile în arborele turbinei, este dirijată spre consumatorii proprii. Consumatorii proprii servesc, în special, la antrenarea mecanismelor ce transportă agenții de lucru în procesele de transformare a energiei. Fig. 2.6 indică, schematic, consumul de energie pentru transportul agenților de lucru la o centrală termoelectrică pe cărbune cu turbine de abur.

Instalațiile principale ale centralelor termoelectrice cu turbine cu abur sînt în număr de patru :

A. *Instalația de combustibil* în care se transportă și se prepară combustibilul pentru ardere, combustibil care poate fi cărbune, păcură, gaze sau o combinație între acești combustibili.

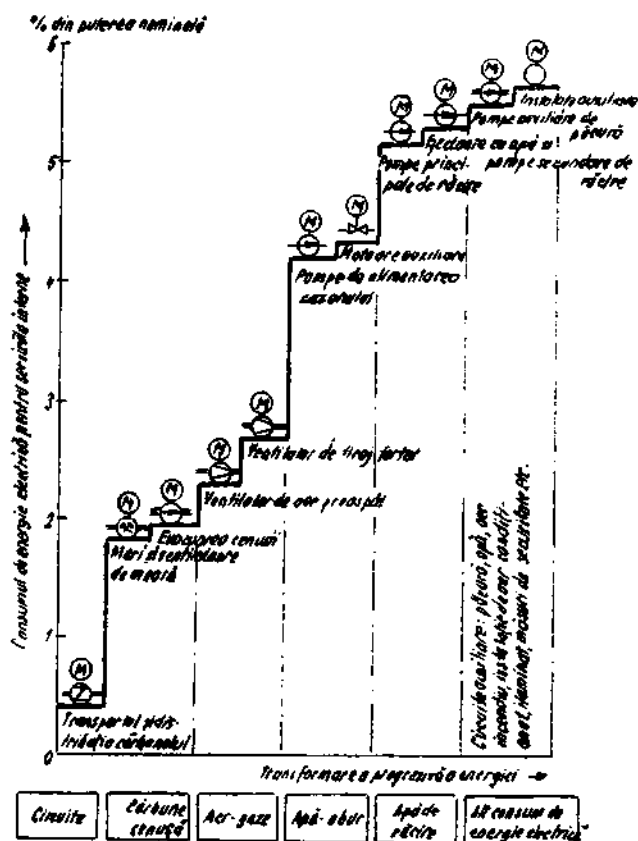


Fig. 2.6. Consumul de energie pentru transportul agenților de lucru.

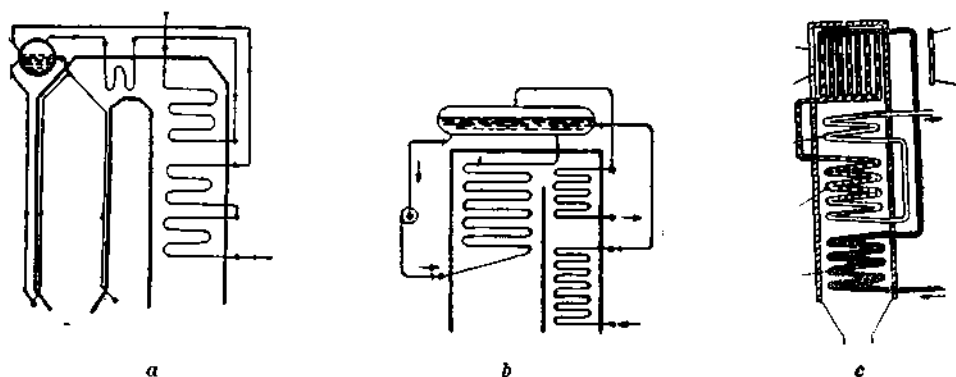


Fig. 2.7. Schemele circuitului de apă-abur la diferite tipuri de cazane :
 a — cu circulație naturală ; b — cu circulație forțată ; c — cu trecere forțată (cazan Benson).

În cazul utilizării de combustibil solid, instalația este prevăzută, de obicei, cu instalații de preparare a combustibilului (benzi transportoare, concasoare, mori etc.). Cenușa și zgura, rezultate din ardere, se evacuează pneumatic, hidraulic sau în stare lichidă, în funcție de tipul instalației de cazane.

B. *Instalația de cazane* cuprinde cazanele și anexele sale. Cazanele — mașinile energetice producătoare de abur — pot lucra în paralel (adică debitează aburul într-un circuit comun), sau pot alimenta individual câte o turbină (schema bloc cazan-turbină). În funcție de modul cum circulă apa-aburul în țevile cazanului, acestea pot fi :

a) *Cazane cu circulație naturală*, la care circulația apei și aburului în cazane are loc pe principiul diferenței de greutate specifică între apa caldă și apa rece, respectiv între apă și abur. Se recunosc foarte ușor, fiind dotate cu tambure mari în care are loc separarea aburului de apă. Sînt foarte comode în exploatare ;

b) *Cazane cu circulație forțată*, în care circulația apei în cazan se face cu ajutorul unor pompe de circulație ;

c) *Cazane cu trecere forțată*, cu parametrii mari de regulă, la care circulația apei și aburului în întregul circuit al cazanului are loc ca urmare a presiunii mari asigurate de pompa de alimentare.

Anexele cele mai importante ale cazanelor de abur sînt : *ventilatoarele de aer* ce asigură aerul necesar arderii, *ventilatoarele de tiraj* sau de gaze arse, ce evacuează pe coș gazele rezultate din ardere și *pompele de alimentare* care servesc la alimentarea cazanelor cu apă. *Volumele de aer* necesare arderii și *volumele de gaze de ardere* rezultate prin arderea unui kilogram de combustibil solid sau lichid și a unui metru cub de combustibil gazos în cazane, depind de excesul de aer n (tabelul 2.1), de natura combustibilului utilizat și de puterea sa calorică (fig. 2.9). Ele se pot calcula cu ajutorul nomogramelor (fig. 2.8) sau se pot calcula cu formulele de mai jos.

TABELUL 2.1

Necesarul de aer și volumul de gaze de ardere pentru diverși combustibili.

Excesul de aer n	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0
Cărbune...CO ₂	18,85	14,2	15,75	14,5	13,4	12,6	11,8	11,1	10,4	9,8	9,3
Lignit...CO ₂	19,25	17,5	16,0	14,8	13,8	12,8	12,0	11,3	10,7	10,2	9,6
Gaz de furnal...CO ₂	24,8	23,7	22,7	21,8	21,0	20,2	19,4	18,8	18,1	17,6	17,0
Gaz de generator ...CO ₂	13,9	18,1	16,9	16,0	15,1	14,3	13,6	13,0	12,4	11,9	11,4
Gaz de apă...CO ₂	19,6	17,9	16,6	15,4	14,6	13,7	12,9	12,2	11,5	10,9	10,4
Gaz de cocs...CO ₂	10,3	9,3	8,5	7,8	7,2	6,7	6,2	5,8	5,5	5,2	4,9
Păcură...CO ₂	15,7	14,2	12,9	11,9	11,0	10,2	9,6	9,0	8,5	8,0	7,6

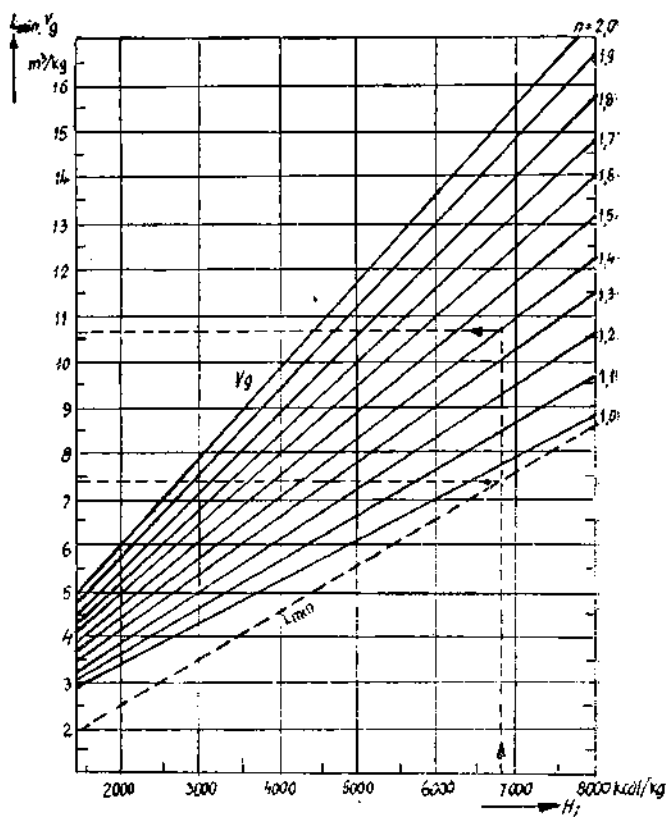


Fig. 2.8. Volumele de aer și de gaze de ardere pentru combustibilii solizi (exemplu: $H_t = 6800$ kcal/kg; $n = 1,4$; $L_{mo} = 7,4$; $V_L = 1,4 \times 7,4 = 10,3$; $V_g = 10,7$).

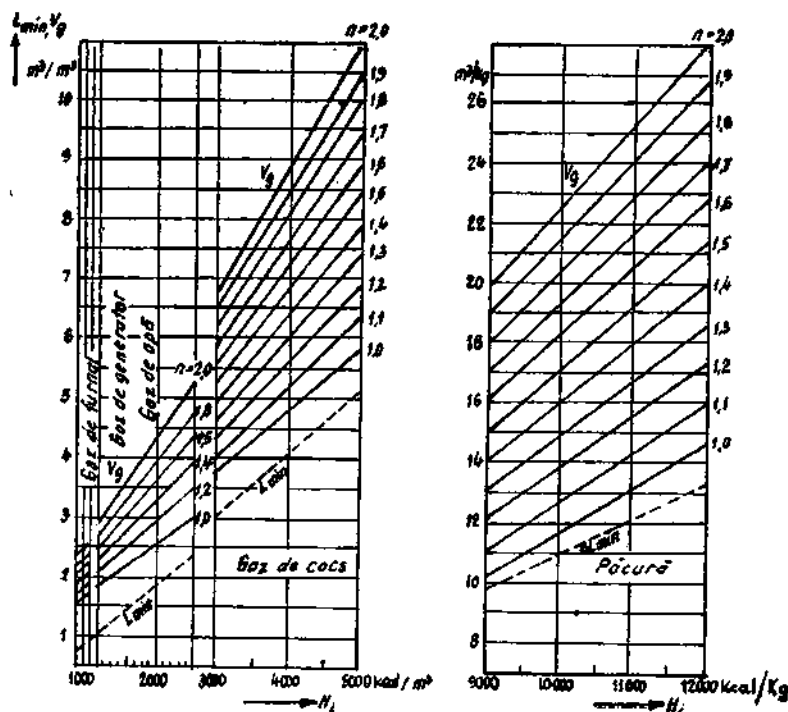


Fig. 2.9. Volumele de aer și de gaze de ardere pentru combustibili lichizi și gazoși.

Pentru combustibili solizi :

$$L_{min} = \frac{Q_i + 550}{990} \quad [\text{m}^3/\text{kg}] ; \quad (2-1)$$

$$V_{m\ n} = \frac{0,898Q_i + 1634}{990} \quad [\text{m}^3/\text{kg}] ; \quad (2-2)$$

Pentru păcură :

$$L_{min} = \frac{Q_i - 1115}{808} \quad [\text{m}^3/\text{kg}] ; \quad (2-3)$$

$$V_{min} = \frac{1,25Q_i - 3052}{808} \quad [\text{m}^3/\text{kg}] . \quad (2-4)$$

Pentru gazul natural :

$$L_{min} = 1,142 \frac{Q_i}{1\ 000} - 0,251 \quad [\text{m}^3/\text{m}^3] ; \quad (2-5)$$

$$V_{min} = 0,526 + 1,173 \frac{Q_i}{1\ 000} \quad [\text{m}^3/\text{m}^3] . \quad (2-6)$$

Pentru gazul de cocs :

$$L_{min} = 1,088 \frac{Q_i}{1\ 000} - 0,239 \quad [\text{m}^3/\text{m}^3] ; \quad (2-7)$$

$$V_{min} = 0,486 + 1,085 \frac{Q_i}{1000} \quad [\text{m}^3/\text{m}^3]. \quad (2-8)$$

Pentru gazul de furnal:

$$V_{min} = 0,866 \frac{Q_i}{1000} - 0,614 \quad [\text{m}^3/\text{m}^3]; \quad (2-9)$$

$$V_{min} = 0,929 + 0,715 \frac{Q_i}{1000} \quad [\text{m}^3/\text{m}^3]. \quad (2-10)$$

și pentru gazul de generator:

$$L_{min} = 0,996 \frac{Q_i}{1000} - 0,173 \quad [\text{m}^3/\text{m}^3]; \quad (2-11)$$

$$V_{min} = 0,7575 + 0,9026 \frac{Q_i}{1000} \quad [\text{m}^3/\text{m}^3]. \quad (2-12)$$

în care:

L_{min} este volumul minim de aer, în m^3/kg sau m^3/m^3 ;

V_{min} — volumul minim de gaze de ardere, în m^3/kg sau m^3/m^3 ;

V_L — volumul real de aer, în m^3/kg sau m^3/m^3 ;

V_g — volumul real de gaze de ardere, în m^3/kg sau m^3/m^3 ;

Q_i — puterea calorică inferioară a combustibilului, în kcal/kg sau kg/m^3 .

Volumele calculate în m^3 sînt pentru $t=0^\circ\text{C}$ și $p=760 \text{ mm Hg}$.

Balanșa termică a unui cazan fără supraincălzire intermediară:

$$B_c \cdot Q_i = \frac{D_{ab} (i_{ab} - i_{a1})}{\eta_{caz}}, \quad (2-13)$$

iar la cazanele cu supraincălzire intermediară:

$$B_c \cdot Q_i = \frac{D_{ab} (i_{ab} - i_{a1}) + D_{si} (i'_{ab} - i'_{ab})}{\eta_{caz}}, \quad (2-14)$$

în care:

B_c este consumul orar de combustibil, în kg/h sau m^3/h ;

Q_i — puterea calorică inferioară a combustibilului, în kcal/kg sau kcal/m^3 ;

D_{ab} — debitul orar de abur al cazanului, în kg/h ;

D_{si} — debitul orar de abur prin supraincălzitorul intermediar, în kg/h ;

i_{ab} — entalpia aburului la ieșirea din cazan, în kcal/kg ;

i'_{ab} — entalpia aburului la intrarea în supraincălzitorul intermediar, în kcal/kg ;

i'_{ab} — entalpia aburului la ieșirea din supraincălzitorul intermediar, în kcal/kg ;

i_{a1} — entalpia apei de alimentare, în kcal/kg ;

η_{caz} — randamentul cazanului.

Puterea necesară ventilatoarelor cazanului :

$$P = \frac{GH_{vent}}{102 \eta} \quad [\text{kW}], \quad (2-15)$$

unde :

- P este puterea ventilatorului, în kW ;
 $G = V\rho$ — debitul masic al ventilatorului, în kg/s ;
 V — debitul volumetric, în m³/s ;
 ρ — densitatea fluidului (aer sau gaze), în kg/m³ ;
 H_{vent} — presiunea de refulare a ventilatoarelor, în metri coloană de gaz.

Calculul parametrilor pompelor centrifuge (fig. 2.10) :

— presiunea de refulare :

$$H_{man} = H \cdot \rho \quad [\text{m H}_2\text{O}]$$

sau

$$H_{man} = 0,1 H \cdot \rho \quad [\text{at}] ;$$

— înălțimea de refulare :

$$H = e + \frac{10(p'' - p')}{\rho} + Z \quad (\text{m coloană de lichid}) ; \quad (2-16)$$

— puterea P , absorbită de pompă, se calculează cu ajutorul înălțimii de refulare și a debitului :

$$P = \frac{QH}{3,6 \times 102 \eta} = \frac{GH}{3,6 \times 102 \eta} \quad [\text{kW}] ; \quad (2-17)$$

— relațiile regimurilor de funcționare ale pompelor centrifuge :

$$Q_1 = \left(\frac{n_1}{n} \right) Q, \quad (2-18)$$

$$H_1 = \left(\frac{n_1}{n} \right)^2 Q, \quad (2-19)$$

$$P_1 = \left(\frac{n_1}{n} \right)^3 Q ; \quad (2-20)$$

— înălțimile de aspirație sau de poziție pentru pompele centrifuge (fig. 2.11) :
 Presiunea pozitivă :

$$h = \frac{10p'}{\rho} - H_{smax} - \frac{10p_t}{\rho} ; \quad (2-21)$$

— înălțimea, datorită presiunii, la nivelul de aspirație :

$$A = \frac{10p'}{\rho} = \frac{10p_t}{\rho} + \Delta h + \frac{C_s^2}{2g} + \frac{D_1}{2} + Z_s + \ell_{seatr} ; \quad (2-22)$$

— înălțimea pozitivă netă de aspirație :

$$\Delta h_g = \Delta h + \frac{C_s^2}{2g} + \frac{D_1}{2} ; \quad (2-23)$$

Fig. 2.10. Notății pentru presiuni și înălțimi la pomparea lichidelor.

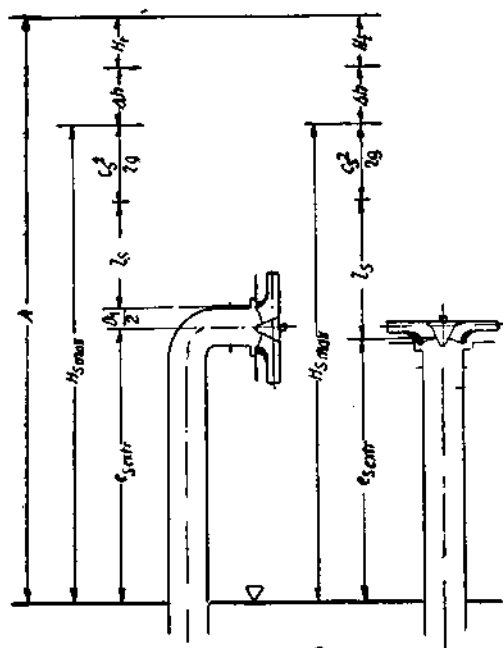
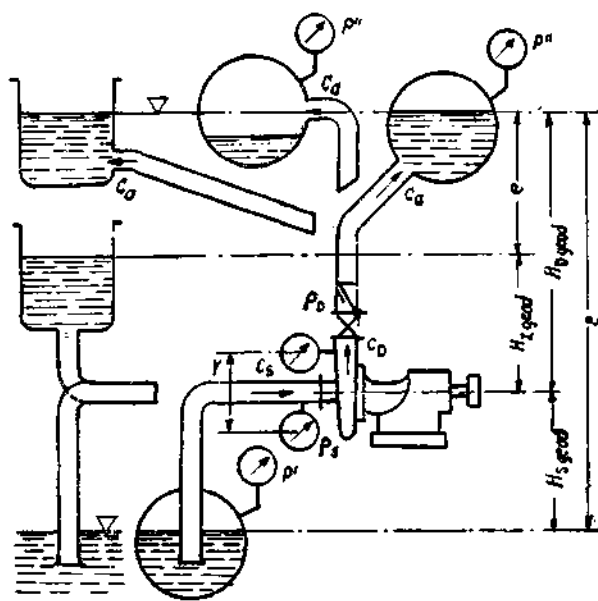


Fig. 2.11. Înălțimile de aspirație sau de poziție pentru pompele rotative.

— înălțimea de aspirație maximă sau înălțimea de poziție minimă :

$$e_{seextr} = \frac{10 \cdot p'}{\rho} - \frac{10 \cdot p_t}{\rho} \cdot Z_s - \Delta h g.$$

În relațiile de mai sus s-au notat :

- A — înălțimea, datorită presiunii, la nivelul de aspirație, în m coloană de lichid ;
- C_s — viteza medie a lichidului în conductele de aspirație, în m/s ;
- D_1 — diametrul de intrare al rotorului, în mm ;
- e — înălțimea de refulare geodezică, în m coloană de lichid ;
- e_{seextr} — înălțimea maximă geodezică de aspirație sau înălțimea geodezică minimă de alimentare, în m coloană de lichid ;
- g — accelerația gravitației ($g=9,81 \text{ m/s}^2$) ;
- H — înălțimea totală de refulare a pompei, în m coloană de lichid ;
- H_{man} — înălțimea manometrică de refulare, în mH_2O ($1 \text{ mH}_2\text{O} = 0,1 \text{ at}$) ;
- H_{smax} — înălțimea de aspirație maximă admisibilă, în m coloană de lichid ;
- H_1 — înălțimea de refulare a pompei la diferite turații ;
- n — turația pompei, în rot/min ;
- n_1 — turația schimbată, în rot/min ;
- P — puterea absorbită de pompă, în kW ;
- p_1 — puterea absorbită de pompă la diferite turații, în kW ;
- p_t — presiunea de saturație a lichidului, în at ;
- p' — presiunea absolută la nivelul de aspirație, în ata ;
- p'' — presiunea absolută la nivelul de refulare, în ata ;
- Q — debitul pompei, în m^3/h ;
- Q_1 — debitul pompei la diferite turații, în m^3/h ;
- Z — pierderile totale de presiune, în m coloană de lichid ;
- Z_s — pierderile de presiune în conducta de aspirație, în m coloană de lichid ;
- η — randamentul pompei ;
- ρ — densitatea lichidului pompat, în t/m^3 .

C. *Instalația de turbine cu abur* cuprinde turbinele cu abur și instalațiile sale anexe : condensatorul, circuitul regenerativ de preîncălzire a apei de alimentare, circuitul de ungere și reglaj.

Turbina cu abur este o mașină în care energia potențială a aburului este transformată — în ajutajele turbinei — în energie cinetică, iar aceasta este transformată — în paletele rotorului — în energie mecanică de rotație a arborelui. Arborele turbinei este cuplat cu arborele generatorului prin intermediul căruia energia mecanică este transformată în energie electrică.

După principiul funcționării, turbinele cu abur se împart în :

— *Turbine cu acțiune, sau de egală presiune*, în care transformarea energiei termice în energie cinetică are loc numai în ajutajele fixe (statorice) ale turbinei, iar în paletele rotorice se face numai abaterea jetului de abur.

Lucrul mecanic obținut se datorește numai acțiunii directe a jetului de abur care lovește și se abate în paletelor rotorului pe care îl învîrtește, scăzînd viteza aburului. Turbina se mai numește și de egală presiune, pentru că de o parte și de alta a fiecărui rînd de palete rotorice există aceeași presiune (fig. 2.12, a). Constructiv, turbinele cu acțiune au paletelor rotorului prinse pe roți, ultimele fiind rigidizate pe un arbore. Paletelor statorului formează ajutăje menținute în poziție de diafragme, sectorizat fixate în carcasă.

— *Turbine cu reacțiune, sau suprapresiune*, în care destinderea aburului are loc atît în ajutăjele turbinei cît și în paletelor mobile ale rotorului, astfel încît aburul lucrează asupra paletelor mobile atît prin abaterea jetului de abur cît și datorită forței de reacțiune care ia naștere în momentul destinderii aburului în paletelor mobile. O astfel de turbină se numește cu suprapresiune, întrucît presiunea la intrarea în paletelor mobile este mai mare decît presiunea la ieșirea din aceste palete (fig. 2.12, b).

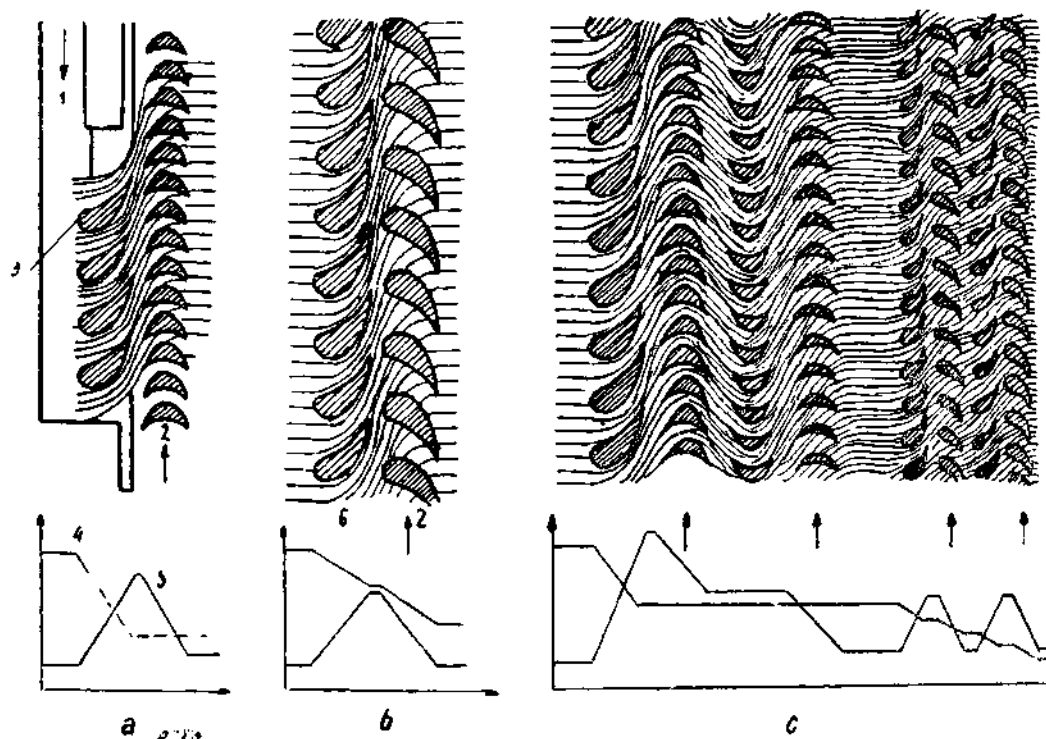


Fig. 2.12. Curgerea aburului în treptele turbinei de acțiune, reacțiune și mixtă:

a — treapta de acțiune; b — treapta de reacțiune; c — treapta mixtă de viteză și treapta de reacțiune; 1 — intrarea aburului; 2 — palete mobile; 3 — ajutăje; 4 — presiunea aburului; 5 — viteza aburului; 6 — palete fixe.

Turbinele cu reacțiune au paletetele mobile montate pe un tambur sau rotor rigid, paletetele statorului fiind prinse fie direct de carcasă, fie cu ajutorul unor dispozitive de fixare speciale.

— *Turbine cu acțiune și reacțiune* care au un număr de trepte de acțiune urmate de trepte de reacțiune (fig. 2.12, c).

După felul procesului termic, turbinele cu abur pot fi:

— *Turbine cu condensatie*, în care întreaga cantitate de abur, venită de la cazane, se destinde de la presiunea și temperatura cu care intră în turbină până la depresiunea din condensator, preluându-se astfel practic toată energia utilizabilă a aburului intrat în turbină.

Figura 2.13 reprezintă schema termică a unei centrale termoelectrice dotată numai cu turbine de condensatie pură.

Centralele termoelectrice prevăzute numai cu turbine cu abur de condensatie pură se numesc *centrale termoelectrice de condensatie* sau — simplu — *centrale termoelectrice*;

— *Turbine cu condensatie și prize*, în care numai o parte din aburul ce intră în turbină se destinde complet până în condensator, iar restul aburului după destinderea parțială în turbină, este extras pe la prize și utilizat sub formă de energie termică în scopuri tehnologice sau de termoficare. Gradul total de folosire a energiei termice, la acest tip de turbine, este mai ridicat decât la turbinele de condensatie, datorită reducerilor pierderilor de căldură evacuate prin apa de răcire în condensator. Fig. 2.14 reprezintă schema

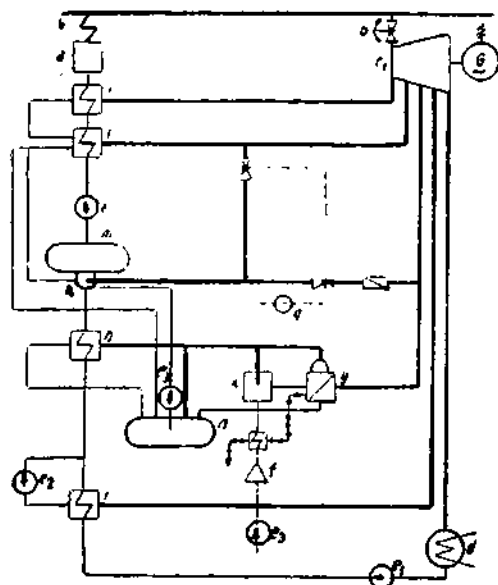


Fig. 2.13. Schema termică a unei centrale cu turbine de condensatie cu circuit regenerativ.

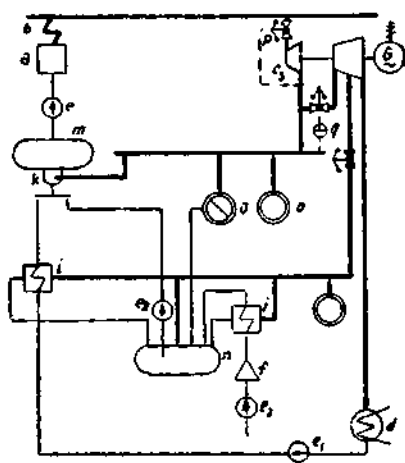


Fig. 2.14. Schema termică a unei centrale cu turbine de condensatie și prize.

termică a unei centrale termoelectrice de termoficare dotate cu turbine de condensatie și prize.

— *Turbine cu contrapresiune* — nu au instalație de condensare a aburului. Aburul care intră în turbină este destins pînă la parametri de evacuare ($p > 1$ atm), după care tot aburul este folosit în termoficare sau în instalațiile industriale.

Turbinele cu contrapresiune pot avea și prize pentru prelevarea aburului.

Centralele termoelectrice dotate cu turbine cu condensatie și prize, sau cu turbine cu contrapresiune, pot livra consumatorilor, atît energie electrică cît și energie termică și poartă denumirea de *centrale termoelectrice de termoficare*. Fig. 2.15 reprezintă schema termică a unei centrale termoelectrice de termoficare dotate cu turbine cu contrapresiune.

Randamentul instalațiilor de turbine cu abur de orice tip este determinat de randamentul ciclului termic.

Pentru mărirea randamentului termic se iau o serie de măsuri, cum ar fi :

a) folosirea de parametri cît mai ridicați ai aburului la intrarea în turbină și cît mai coboriți la ieșirea din turbină. În primul caz, parametrii sînt limitați de calitatea materialelor folosite, iar în ultimul — de temperatura apei de răcire în condensator ;

b) utilizarea de circuite regenerative, adică preîncălzirea apei de alimentare înainte de intrarea în cazane, cu abur luat din prizele turbinei. Numai această măsură poate ridica randamentul instalației de turbine cu 10—12 procente ;

c) utilizarea de supraîncălzire intermediară, simplă sau repetată, adică încălzirea din nou a aburului în cazane după ce s-a destins parțial în turbină.

Fig. 2.16 reprezintă schema termică a unei centrale de condensatie și prize cu circuit regenerativ și supraîncălzire intermediară.

d) producerea mixtă de energie electrică și termică prin folosirea de turbine de condensatie și prize sau turbine cu contrapresiune.

Influența măsurilor indicate asupra randamentului instalațiilor de turbine (respectiv a consumului specific) poate fi urmărită în diagramele din fig. 2.17 și fig. 2.18.

Calcul de bază pentru instalația de turbină :

— *Randamentul intern al turbinei :*

$$\eta_t = \frac{H}{H_0}, \quad (2-24)$$

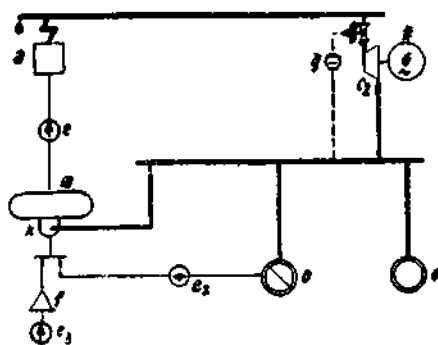


Fig. 2.15. Schema termică a unei centrale cu turbine de contrapresiune.

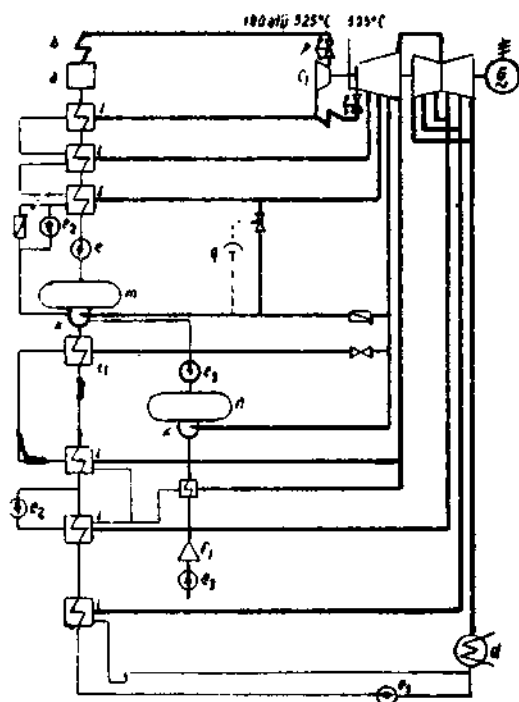


Fig. 2.16. Schema termică a unei centrale electrice cu turbină de condensatie cu circuit regenerativ și supracălzire intermediară.

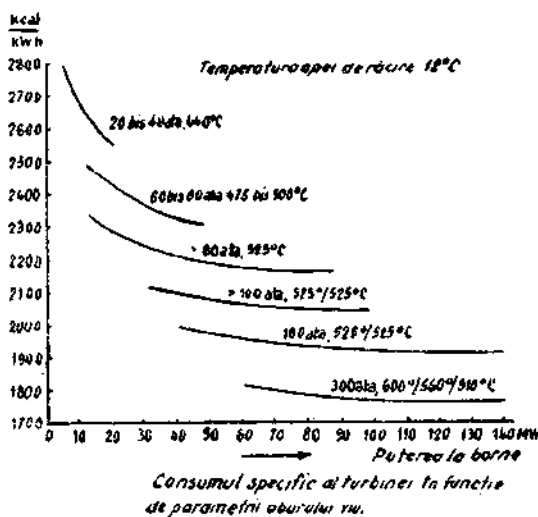


Fig. 2.17. Consumul specific al turbinei în funcție de parametrii aburului viu.

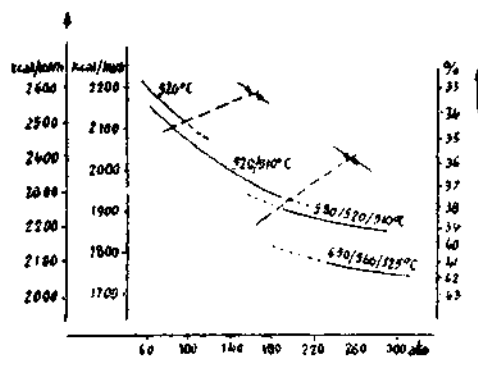


Fig. 2.18. Consumul specific al turboagregatelor de puteri mari în funcție de temperatura aburului inițial și supracălzirea intermediară.

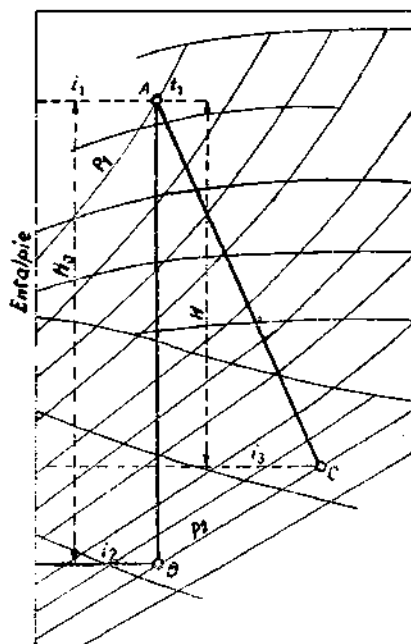


Fig. 2.19. Destinderea aburului într-o turbină de condensatie reprezentată în diagrama $i-s$.

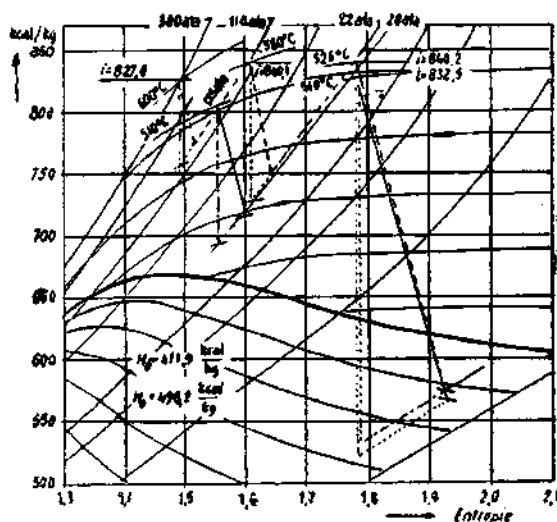


Fig. 2.20. Destinderea aburului cu parametrii 126 at 510/510°C și 300 at 600 560/525°C reprezentată în diagrama $i-s$.

unde (conform figurii 2.19):

- H_0 este destinderea adiabatică a aburului în turbină;
- H — destinderea reală (pe politropă) a aburului în turbină;
- η_i — randamentul intern al turbinei.

În fig. 2.19 și fig. 2.20 sînt prezentate, în diagrame $i-s$, destinderile aburului în turbina de pură condensatie și, respectiv, cu supraîncălzire intermediară.

— puterea mecanică la arborele unei turbine de pură condensatie:

$$P = \frac{D_{ab}}{860} H_0 \cdot \eta_i \cdot \eta_m \quad [\text{kW}], \quad (2-25)$$

unde:

- P este puterea mecanică la arborele turbinei, în kW;
- D_{ab} — debitul aburului intrat în turbină, în kg/h;
- H_0 — destinderea adiabatică a aburului în turbină, în kcal/kg;
- η_i — randamentul intern al turbinei;
- η_m — randamentul mecanic al turbinei.

— consumul specific de abur al turbinei de condensatie :

$$d_t = \frac{D_{ab}}{P} = \frac{860}{H_0 \cdot \eta_i \cdot \eta_m}, \quad [\text{kg/kWh}]. \quad (2-26)$$

— consumul de abur la bornele generatorului :

$$d_g = \frac{860}{H_0 \cdot \eta_i \cdot \eta_m \eta_c \cdot \eta_g} [\text{kg/kWh}]. \quad (2-27)$$

unde :

η_c este randamentul dispozitivului de cuplare dintre turbină și generator ;
 η_g — randamentul generatorului.

Valorile randamentului η_i și η_m , frecvent intilnite în practică, sint date în tabelul 2.2.

TABELUL 2.2

Valorile randamentelor η_i și η_m .

	Randa- mentul	Turbine de condensație	Turbine cu contrapresiune
La sarcină mare (>50 MW)	η_i	$0,83 \div 0,87$	—
La sarcini medii	η_i	$0,78 \div 0,85$	$0,74 \div 0,81$
La sarcini mari	η_m	$0,97 \div 0,99$	$0,97 \div 0,99$
La sarcini mici	η_m	$0,95 \div 0,98$	$0,95 \div 0,98$
Cuplajul	η_c	$0,98 \div 0,99$	$0,98 \div 0,99$

— Consumul de căldură :

— pentru o turbină de condensatie :

$$W_t = \frac{D_{ab} (i_{ab} - i_{al})}{P} \quad [\text{kcal/kWh}] ; \quad (2-28)$$

— pentru o turbină cu circuit termic cu supraîncălzire intermediară :

$$W_t = \frac{D_{ab} (i_{ab} - i_{al}) + D_{si} (i'_{ab} - i'_{ab})}{P} \quad [\text{kcal/kWh}] ; \quad (2-29)$$

— pentru o turbină cu condensatie și prize fixe (fără prize reglabile) :

$$W_t = \frac{D_{ab} \cdot i_{ab} - (E \cdot i_E + D_c \cdot i_c)}{P} \quad [\text{kcal/kWh}] ; \quad (2-30)$$

— pentru o turbină cu contrapresiune :

$$W_t = \frac{860}{\eta_m \cdot \eta_c \cdot \eta_g} \quad [\text{kcal/kWh}], \quad (2-31)$$

unde :

W_t este consumul specific de căldură, în kcal/kWh ;

i_{ab} — entalpia aburului la intrarea în turbină, în kcal/kg ;

i_{al} — entalpia apei de alimentare a cazanului, în kcal/kg ;

i'_{ab} — entalpia aburului la intrarea în supraîncălzitor, în kcal/kg ;

- i''_{ab} — entalpia aburului la ieșirea din supraincălzitor;
 P — puterea dezvoltată la bornele generatorului, în kW;
 D_{ab} — debitul de abur la intrarea în turbina, în kg/h;
 D_{si} — debitul de abur în supraincălzitorul intermediar, în kg/h;
 D_c — debitul aburului intrat în condensator, în kg/h;
 E — debitul de abur prelevat prin prize, în kg/h;
 i_E — entalpia aburului prelevat prin prize, în kcal/kg;
 i_2 — entalpia aburului saturat în condensator, în kcal/kg.

Instalațiile anexe ale turbinei

Condensatorul este un schimbător de căldură de suprafață în care aburul destins în turbină se condensează. Drept agent de răcire servește apa rece luată din râuri, lacuri, mare și poate avea un circuit închis sau deschis (fig. 2.21).

Raportul dintre debitul de apă de răcire și debitul de abur condensat se numește *multiplu de circulație*.

Bilanțul termic al condensatorului este:

$$i_2 - i_c = m(i_2 - i_1), \quad (2-32)$$

în care:

$m = \frac{D_{apr}}{D_c}$ — multiplu de circulație;

- D_{apr} — debitul de apă de răcire, în kg/h;
 D_c — debitul de abur condensat, în kg/h;
 i_2 — entalpia aburului saturat în condensator, în kcal/kg;
 i_c — entalpia condensului la ieșirea din condensator, în kcal/kg;
 i_2 — entalpia apei de răcire la ieșirea din condensator, în kcal/kg (valoric egală cu temperatura);
 i_1 — entalpia apei de răcire la intrarea în condensator, în kcal/kg (valoric egală cu temperatura).

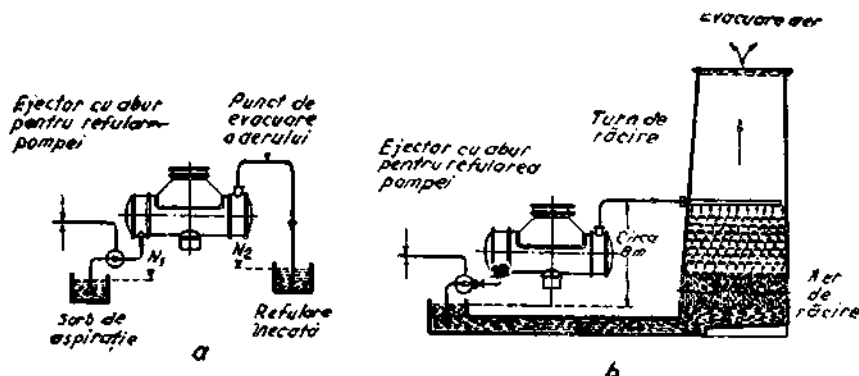


Fig. 2.21. Răcirea în circuit deschis și în circuit închis cu turnuri pentru turbinele cu abur inclusiv presiunile pompelor de apă de răcire:

a — utilizându-se apă proaspătă și sifonare $N_2 \geq N_1$, înălțimea geodezică $h_g \geq 0$, înălțimea manometrică $h_{man} \approx 6$ m; b — utilizându-se turnuri de răcire, înălțimea geodezică $h_g = N_2 - N_1$, 8 m, înălțimea manometrică $h_{man} = 12$ m.

Circuitul regenerativ constă din schimbătoarele de căldură înseriate, prin care se preîncălzește apa de alimentare — cu abur luat din prize — în drumul ei spre cazan. Numărul prizelor de alimentare a circuitului variază de la 2 la 8).

Preîncălzitoare — schimbătoarele de căldură — pot fi de suprafață (de regulă) și de amestec (cînd îndeplinesc și funcția de degazor).

Bilanțul termic al schimbătoarelor de căldură :

— *Preîncălzitor de suprafață abur/apă (fig. 2.22) :*

a) fără drenaje ($E' = 0$) :

$$E = \frac{G(i_2 - i_1)}{(i - i')\eta} \quad [\text{kg}] ; \quad (2-33)$$

b) cu drenaje ($E' \neq 0$)

$$E = \frac{G(i_2 - i_1) + E'(i_{E'} - i')}{(i - i')\eta} \quad [\text{kg}] , \quad (2-34)$$

unde :

G este debitul de apă, în kg/h ;

t_1 — temperatura apei la intrare, în °C ;

t_2 — temperatura apei la ieșire, în °C ;

i_1 — entalpia apei la intrare, în kcal/kg ;

i_2 — entalpia apei la ieșire, în kcal/kg ;

E — debitul de abur, în kg/h ;

E' — debitul drenajelor aburului de încălzire, în kg/h ;

i — entalpia aburului la intrare, în kcal/kg ;

$i_{E'}$ — entalpia drenajelor, în kcal/kg ;

i' — entalpia aburului la ieșire, în kcal/kg ;

$\eta = 0,99$ — randamentul schimbătorului de căldură.

— *Preîncălzitorul de căldură prin amestec (fig. 2.23) :*

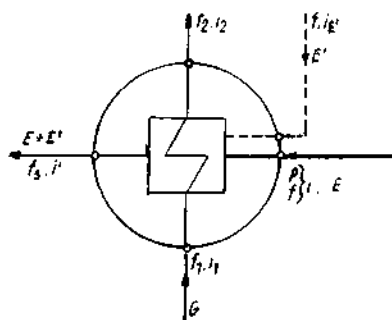


Fig. 2.22. Schimbător de căldură de suprafață (abur/lichid); schema bilanțului termic.

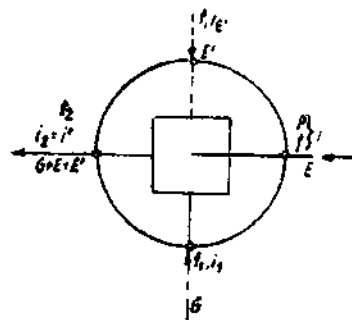


Fig. 2.23. Schema bilanțului termic la un preîncălzitor prin amestec.

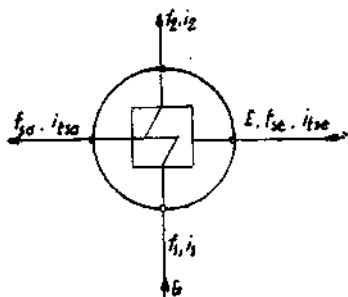


Fig. 2.24. Schimbător de căldură de suprafață (lichid/lichid); schema bilanșului termic.

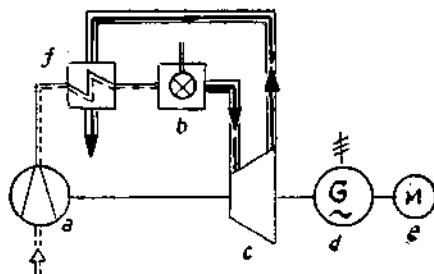


Fig. 2.25. Schema instalației de turbină cu gaze cu preîncălzirea aerului:

a — compresor; b — cameră de ardere;
c — turbină; d — generator electric;
e — motor de antrenare; f — preîncălzitor de aer

În acest caz $i_2 = i'$ și calculele sînt ca în cazul de mai sus.

— Schimbător de căldură de suprafață apă/apă (fig. 2.24):

$$\Delta i = i_2 - i_1 = \frac{A(i_i - i_e)}{G}, \quad (2-35)$$

unde:

- A este debitul apei care cedează căldura, în kg/h;
- i_i — entalpia apei care cedează căldura la intrare, în kcal/kg;
- i_e — entalpia apei care cedează căldura la ieșire, în kcal/kg;
- G — debitul apei care preia căldura, în kg/h;
- i_2 — entalpia apei care preia căldura la ieșire, în kcal/kg;
- i_1 — entalpia apei care preia căldura la intrare, în kcal/kg;
- Δi — diferența de entalpie dintre ieșire și intrare pe partea apei ce se încălzește (apa de alimentare), în kcal/kg.

2.1.2. Centrale termoelectrice cu turbine cu gaze

Centralele termoelectrice cu turbine cu gaze folosesc ca agent de lucru gazele rezultate în urma arderii unui combustibil superior (lichid sau gazos).

Circuitul gazelor de ardere poate fi închis sau deschis. O centrală termoelectrică cu turbine cu gaze în circuit deschis (fig. 2.25) este compusă, în principiu, dintr-un compresor, o cameră de ardere și o turbină de gaze ce antrenează un generator electric.

Procesul energetic se desfășoară astfel: aerul absorbit de compresor din atmosferă este comprimat și, înainte de a ajunge în camera de ardere, este parțial preîncălzit de gazele evacuate din turbină, ce mai au încă o mare cantitate de căldură reziduală.

Combustibilul se introduce în camera de ardere odată cu aerul preîncălzit și arde la presiune constantă. Gazele de ardere se destind în turbină și apoi sînt evacuate în atmosferă, cedînd în drumul lor căldură tot la presiune

constantă — aerului refulat de compresor. O parte din energia mecanică produsă de turbină este consumată pentru antrenarea compresorului, iar restul este transformată în energie electrică. La pornire compresorul este antrenat de un motor special.

Randamentul turbinelor cu gaze este hotărât de temperatura gazelor de ardere, de raportul de compresie și de schema circuitului de preîncălzire (fig. 2.26 și fig. 2.27).

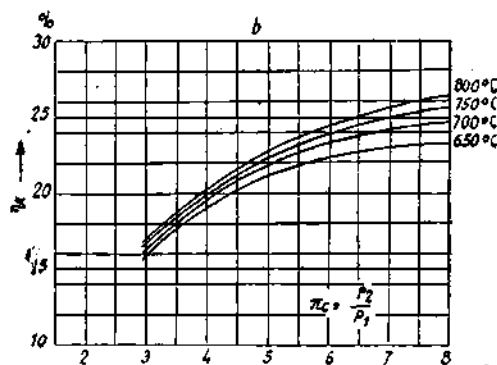


Fig. 2.26. Variația randamentului unei instalații de turbină cu gaze pe o axă și fără preîncălzirea aerului, în funcție de raportul de compresie: randamentul compresorului $\eta_c=0,88$; randamentul turbinei $\eta_t=0,877$; randamentul camerei de ardere $\eta_{ca}=0,97$; suma pierderilor de presiune $\Sigma\Delta p/p=0,04$; temperatura de intrare a aerului în compresor $t_1=15^\circ\text{C}$.

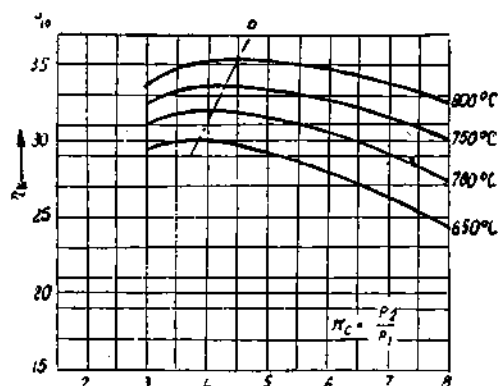


Fig. 2.27. Variația randamentului instalației de turbină cu gaze cu o axă și cu preîncălzirea aerului, în funcție de raportul de compresie: randamentul compresorului $\eta_c=0,88$; randamentul turbinei $\eta_t=0,877$; randamentul camerei de ardere $\eta_{ca}=0,97$; randamentul recuperării căldurii în preîncălzitorul de aer $\eta_{rec}=0,80$; suma pierderilor de presiune $\Sigma\Delta p/p=0,07$; temperatura de intrare a aerului în compresor $t_1=15^\circ\text{C}$.

Împărțirea compresiei în două sau mai multe trepte, cu răcire intermediară, și împărțirea destinderii în cel puțin două turbine cu gaze, cu ardere intermediară, duc la mărirea randamentului și puterii specifice a turbinelor cu gaze. De aceea, se utilizează frecvent scheme cu turbine de gaze cu două axe, care aplică întocmai acest principiu (fig. 2.28), iar randamentul atinge 0,34—0,36.

În instalațiile de turbine cu gaze cu circuit închis, aerul de ardere este trimis în preîncălzitorul de aer cu ajutorul unor ventilatoare speciale, astfel încât mediul de lucru rămâne și după destindere lipsit de produși de ardere și poate fi absorbit din nou de către compresorul instalației (fig. 2.29).

Turbinele cu gaze pot funcționa și în scheme combinate abur-gaze (fig. 2.30). Gazele evacuate din turbina de gaze, funcționând în circuit deschis, conțin o cantitate destul de mare de aer proaspăt, astfel încât ele pot fi folosite ca aer cald necesar arderii într-un cazan cu abur al unei centrale termoelectrice.

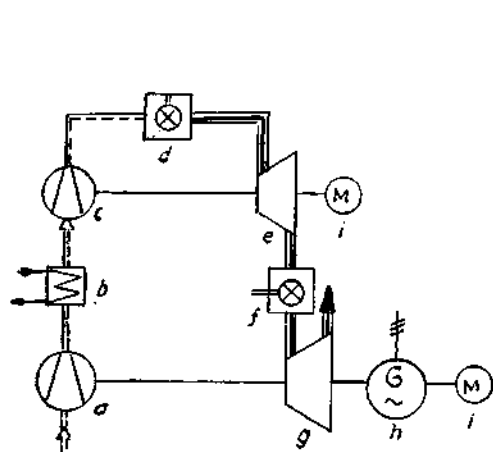


Fig. 2.28. Instalație de turbină cu gaze pe două axe:

a — compresor de joasă presiune; b — răcitor intermediar; c — compresor de înaltă presiune; d — cameră de ardere de înaltă presiune; e — turbină de înaltă presiune; f — cameră de ardere de joasă presiune; g — turbină de joasă presiune; h — generator electric; i — motor de antrenare.

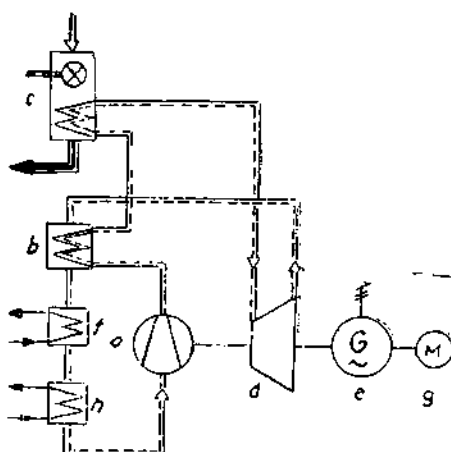


Fig. 2.29. Instalație de turbină cu gaze în circuit închis:

a — compresor; b — preîncălzitor de aer; c — cazan pentru încălzirea aerului; d — turbină; e — generator electric; f — preîncălzitor de apă; g — motor de antrenare; h — răcitor suplimentar.

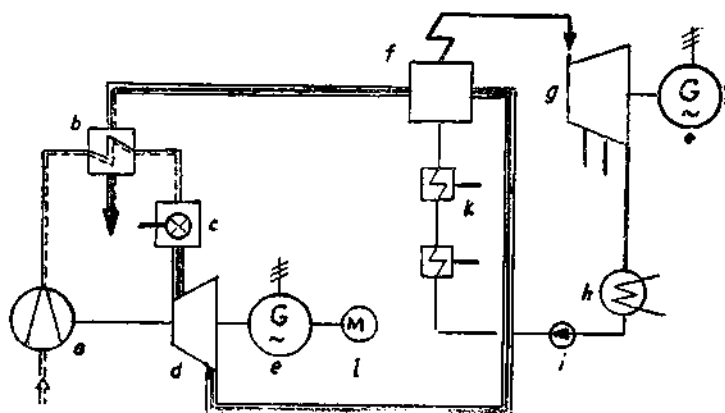


Fig. 2.30. Instalație combinată abur-gaze:

a — compresor; b — preîncălzitor de aer; c — cameră de ardere; d — turbină de gaze; e — generator electric; f — cazan de abur; g — turbină cu abur; h — condensator de abur; i — pompă pentru apa de alimentare; k — preîncălzitoare regeneratoare ale apei de alimentare; l — motor de antrenare.

Instalațiile de turbine cu gaze prezintă următoarele avantaje :

- sînt relativ simple și ocupă un spațiu redus ;
- au randamente ridicate chiar la sarcină redusă ;
- au mare elasticitate în exploatare (demarări rapide).

Dezavantajele acestor instalații sînt :

- necesită oțeluri speciale la construcția turbinelor cu gaze, din cauza temperaturilor ridicate (800°C) ;
- instalația este scumpă, în raport cu puterile obținute ;
- siguranța în funcționare redusă ca urmare a uzurii rapide a turbinei ;
- se pot folosi numai combustibili superiori.

2.1.3. Centrale termoelectrice cu motoare Diesel

În aceste centrale motorul Diesel înlocuiește atît cazanul cît și turbina cu abur din schema centralelor termoelectrice.

Motorul Diesel este un motor cu ardere internă. El se deosebește principal de mașinile cu abur prin faptul că are ca agent de lucru chiar gazele de ardere, iar arderea combustibilului are loc în interiorul motorului ; gazele de ardere produc lucru mecanic prin destindere direct în cilindrul motorului, astfel că nu mai este necesar un agent termic intermediar (apă-abur sau aer). Aceste deosebiri principale au ca urmare simplificarea schemei și a instalațiilor centralelor termoelectrice cu motoare Diesel. Randamentul motoarelor Diesel este mai bun decît randamentul global al centralelor termoelectrice cu turbine cu abur, sau cu turbine cu gaze. Problemele speciale pe care le ridică o instalație cu motoare Diesel sînt :

- alimentarea cu combustibil, care trebuie să fie făcută numai cu combustibili superiori, spre a reduce practic la zero impuritățile din gazele de ardere ;
- ungerea motorului — ca și a tuturor articulațiilor — impune folosirea unui ulei foarte curat și bine răcit. Pentru ungerea continuă a pistonului și cilindrului se prevede adesea un circuit independent dotat cu o pompă specială ;
- răcirea motorului, ce se execută de regulă în circuit închis pentru a asigura apă de răcire cît mai curată.

Schema de principiu, a unei instalații cu motoare Diesel, este indicată în fig. 2.31.

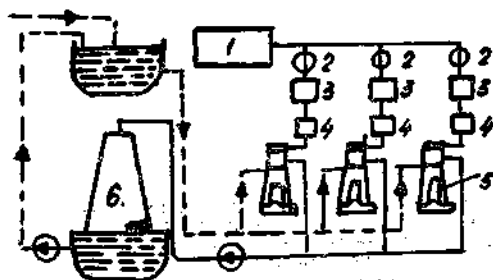


Fig. 2.31. Schema unei instalații cu motoare Diesel :

1 — rezervor combustibil ; 2 — pompe combustibil ; 3 — rezervoare intermediare ; 4 — filtru ; 5 — motor Diesel ; 6 — turn de răcire.

Centralele termoelectrice cu motoare Diesel prezintă avantajele următoare :

- au un randament ridicat chiar la sarcini reduse ;
- au un consum mic pentru servicii interne ;
- ocupă spații relativ mici ;
- necesită personal redus de deservire ;
- au mare elasticitate în funcționare (demaraje rapide) ;
- urmăresc ușor sarcina.

Ultimele două calități le permit să fie folosite ca centrale de vîrf.

Dezavantajele lor sînt :

- puterea unitară a motoarelor Diesel este relativ redusă în comparație cu turbinele cu abur, sau chiar cu cele cu gaze ;
- cuplul motoarelor Diesel este neuniform, din care cauză se impune folosirea de volanți grei pe axele lor ;
- prezintă o uzură rapidă a pieselor motorului ca urmare a mișcării „du-te-vino“ a pistoanelor ;
- impun fundații masive în comparație cu puterea motorului.

2.2. CENTRALE NUCLEAROELECTRICE

2.2.1. Noțiuni de tehnică a reactoarelor nucleare

Centrala nucleară electrică este o centrală termoelectrică ce folosește ca sursă de căldură un reactor nuclear.

Reactoarele nucleare sînt instalații în care atomii utilizați, drept combustibil nuclear, sînt dezintegrați cu ajutorul neutronilor într-o reacție în lanț autointreținută și controlată, din care se produce energie.

Principalele filiere ale reactoarelor nucleare sînt :

1. Reactoare termice

A. LWR (Light water reactor). Reactoare cu uraniu îmbogățit și apă.

a) PWR (Pressurized water reactor). Reactor cu uraniu îmbogățit și apă sub presiune.

b) BWR (Boiling water reactor). Reactor cu uraniu îmbogățit și apă în stare de fierbere.

B. HWR (Heavy water reactor). Reactoare cu uraniu natural, sau îmbogățit, moderate cu apă grea ;

a) PHWR (Pressurized heavy water reactor). Reactoare cu uraniu natural, moderate și răcite cu apă grea sub presiune care pot fi :

- cu vase de presiune ;
- cu tuburi de presiune.

b) BHWR (Boiling heavy water reactor). Reactoare cu uraniu natural moderate cu apă grea și răcite cu apă grea în fierbere.

c) SGHWR (Steam generating heavy water reactor). Reactor cu uraniu îmbogățit, moderat cu apă grea, generator de abur din apă ușoară.

d) CANDU—BLW (Canadian Deuterium Uranium—Boiling light water). Reactor cu uraniu natural, moderat cu apă grea și răcit cu apă în stare de fierbere.

e) HWGCR (Heavy water gas cooled reactor). Reactor cu uraniu natural moderat cu apă grea și răcit cu gaz.

f) HWOGR (Heavy water organic cooled reactor). Reactor cu uraniu natural, moderat cu apă grea și răcit cu gaze organice.

C. GCR—AGR. Reactoare cu moderator de grafit și agentul de răcire un gaz.

a) GCR — (gas cooled reactor). Reactor cu uraniu natural, moderat cu grafit și răcit cu gaz.

b) AGR (Advanced gas cooled reactor). Reactor avansat cu uraniu îmbogățit, moderat cu grafit și răcit cu gaz.

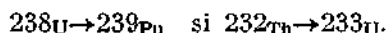
2. Reactoare rapide

FBR — (Fast breeder reactor). Reactor rapid multiplicator.

Se face distincție între reactoarele termice, epitermice (intermediare) și reactoarele rapide, după cum fisiunea este cauzată, în principal, de neutroni cu o energie $< 0,5$ eV, de la $0,5$ eV la $0,1$ MeV sau $> 0,01$ MeV (se știe că: $1 \text{ MeV} = 3,83 \cdot 10^{-17} \text{ kcal} = 1,6 \cdot 10^{-13} \text{ Ws}$).

Activitatea unui material radioactiv se caracterizează prin numărul de atomi care se dezintegrează în unitatea de timp. Unitatea de măsură este „curie” $1 \text{ c (curie)} = 3,7 \cdot 10^{10}$ dezintegrări pe secundă.

Materialul reproducător sau materialele fertile sînt materialele care sînt transformate în materiale fisionabile prin captarea de neutroni și eliberarea corespunzătoare de particule (electroni). Astfel:



Substanțele fisionabile sînt materiale care pot fi dezintegrate cu ajutorul neutronilor, adică absorbția de neutroni de către acestea conduce la fisiune nucleară. Din această categorie de materiale fac parte ^{235}U , ^{233}U , ^{239}Pu , ^{241}Pu .

Combustibilul reactorului nuclear este un amestec de substanțe fisionabile și fertile. În reactoare se introduce sub formă de bare de combustibil formate din oxizi, de carburi, sau uraniu metalic, închise într-o țevă tubulară.

Un reactor nuclear constă, în general, din următoarele elemente:

— *Barele de combustibil nuclear* — reprezintă combustibilul nuclear folosit în reactor, constituind zona activă a reactorului. Calitatea lor se apreciază prin gradul de ardere. Acesta reprezintă energia termică produsă pe unitatea de masă de combustibil nuclear și se exprimă în MW zile/tonă de metal greu (uraniu).

— *Moderatorul*, al cărui rol este de a reduce viteza neutronilor de fisiune, de la energia inițială, ridicată, a acestora (2MeV) pînă la energia termică ($< 0,5$ eV), într-un timp foarte scurt (10^{-5} — 10^{-4} s). Substanța frecvent folosită cu moderator este grafitul, apa sau apa grea.

Se construiesc și reactoare fără moderator, în care neutronii nu mai sînt încetiniți. Asemenea reactoare se numesc *reactoare rapide*.

Reflectorul poate fi format din aceleași substanțe ca și moderatorul și are rolul de a micșora pierderile de neutroni în mediul înconjurător.

Reglarea reacției în lanț se realizează cu ajutorul *barelor de control*. Sînt confecționate din materiale cu o mare putere de absorbție a neutronilor (cadmiu sau bor). Prin coborîrea acestor bare în zona activă a reactorului se poate micșora după dorință fluxul de neutroni, reglîndu-se astfel reacția în lanț.

Canalele de răcire constituie circuitul parcurs de agentul de răcire care are rolul să evacueze căldura rezultată din reacțiile nucleare din reactor. Ca agent de răcire pot fi folosite gaze (aer, bioxid de carbon, heliu, azot), lichide (apa, apa grea) sau metale topite (sodiu, amestec eutectic de sodiu și potasiu, plumb, bismut). În centralele atomoelectrice, fluidul de răcire al reactorului trebuie să fie și un bun agent termic al ciclului termic.

Învelișul pentru protecția biologică împotriva radiațiilor acoperă întregul reactor și poate fi construit din beton, fontă sau apă obișnuită.

TABELUL 2.3

Tipuri de reactoare de putere.

Tipul	Combustibil	Moderator	Agent de răcire	Temperatura	Gradul de ardere MW zile/t	Exemplu de folosire
Convertor termic	Uranu natural sau ușor îmbogățit	D ₂ O	D ₂ O (sub presiune)	joasă	8 000	Siemens R.F. Germania
		D ₂ O	H ₂ O (apă în fierbere)	joasă	(uranu natural)	Anglia
		D ₂ O	CO ₂	înaltă		Siemens R.F. Germania
		C (grafit)	CO ₂	joasă	4 000	Calder Hall
	Uranu îmbogățit	(C grafit)	CO ₂	înaltă	20 000	Anglia
		H ₂ O H ₂ O	H ₂ O (apă sub presiune) H ₂ O (apă în fierbere)	joasă	25 000	Siemens R.F. Germania AEG — R.F. Germania
Reproducător rapid	Pu/238 _U	—	Na	înaltă	100 000	U.R.S.S.
		—	H ₂ O (abur)	înaltă		
Reproducător termic	233U/Th	D ₂ O	D ₂ O	joasă	30 000	BBC — Krupp R.F. Germania
		C	CO ₂ , He	înaltă	60 000	

3. Reactoare nucleare

În centralele atomoelectrice sînt montate reactoare de putere, care pot utiliza drept combustibil uraniu natural sau îmbogățit. Îmbogățirea uraniului constă în creșterea conținutului de izotop ^{235}U peste valoarea de 0,914%, cît conține uraniul natural. În tabelul 2.3 sînt date caracteristicile citorva tipuri de reactoare de putere folosite actualmente în diferite centrale atomoelectrice din lume.

Alegerea tipului de reactor pentru centralele nucleare electrice este o problemă dificilă, care depinde în special de alegerea cît mai exactă a masei critice (cantitatea de combustibil fisionabil la care are loc reacția în lanț).

Factorii determinanți ai masei critice sînt : energia neutronilor de fisiune (rapizi sau termici), felul combustibilului (uraniu natural sau îmbogățit artificial), structura combustibilului (eterogen sau omogen), felul moderatorului (grafit, D_2O , H_2O , substanțe organice), felul agentului de răcire (CO_2 , D_2O , H_2O , Na etc.), al materialului ecranelor și a celorlalte materiale de protecție, care să reziste la temperaturi ridicate (Mgnox, Be, Zr, oțel inoxidabil). Din motive de fisiune a neutronilor, nu orice combinație a factorilor menționați este posibilă, dar pe măsură ce conținutul de substanță fisionabilă crește, există mai multă libertate în ceea ce privește posibilitățile de combinație. O grupare a acestor posibilități, după conținutul de substanță fisionabilă, este indicată în tabelul 2.4.

Coeficientul efectiv de multiplicare, menționat în tabelul 2.4, arată cîte nuclee atomice fisionabile, nou formate, revin la un nucleu fisionat în urma fisiunii unui anumit combustibil nuclear. Din cauza pierderilor de neutroni în mediul

TABELUL 2.4

Gruparea posibilităților de combinație ale reactoarelor nucleare, după conținutul de substanțe fisionabile.

	Grupa 1	Grupa 2	Grupa 3
Combustibilul	Uraniu natural sau ușor îmbogățit	Îmbogățit	Foarte îmbogățit
Conținutul de substanță fisionabilă	<1%	1–10%	>10%
Moderatorul	Grafit, D_2O	Grafit, D_2O	D_2O —
Tipul combustibilului	Eterogen	Cvasiomogen	Omogen Cvasiomogen
Agregatul de răcire	CO_2 , D_2O , H_2O , C_6H_6	CO_2 , He, H_2O , C_6H_6 , Na	D_2O Na
Materialul învelișurilor	Mgnox, Zr, Be	Zr, Grafit	— N b
Volumul zonei active pentru 150 MWel	100–1000 m ³	40–60 m ³	1 m ³ 1 m ³
Coeficientul de multiplicare	0,7–0,9	0,5–0,7	1,15 1,3

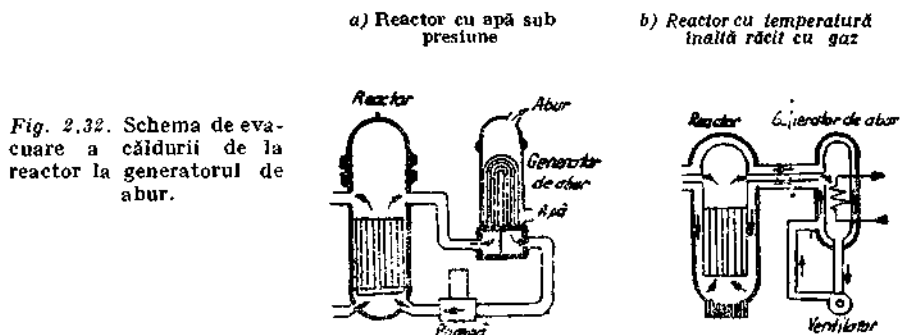


Fig. 2.32. Schema de evacuare a căldurii de la reactor la generatorul de abur.

Înconjurător, acest coeficient este mult mai mic decât valoarea sa teoretică, el depășind valoarea 1 numai pentru reactoarele regeneratoare. La aceste reactoare înseamnă că se produc — teoretic — mai multe substanțe fisionabile decât se consumă. Din nefericire, folosirea actuală pe scară industrială — în mod economic — a reactoarelor multiplicatoare nu este încă posibilă. Folosirea reactorului nuclear în centralele nucleare electrice se bazează pe evacuarea căldurii rezultate în reactor, în urma reacțiilor nucleare, și dirijarea ei — prin intermediul agentului termic — în instalațiile termoelectrice (generator de abur, turbină) ale unei centrale termoelectrice clasice. Cunoșcându-se faptul că prin dezagregarea unui gram de uraniu 235 se eliberează o cantitate de căldură de $2,05 \cdot 10^7 \text{ kcal} \approx 1 \text{ MWh}$, rezultă că reactoarele nucleare pot reprezenta niște surse de căldură foarte mari pentru centralele electrice.

Modul cum se asigură evacuarea căldurii din reactor și se dirijează spre instalațiile termoelectrice ale centralei, depinde de tipul constructiv al reactorului și de schema termică a centralei nucleare electrice. Fig. 2.32 a, b prezintă schematic modul de evacuare al căldurii de la reactoare spre generatoarele de abur, în centralele nucleare electrice ce au ca agent de răcire apă sub presiune, respectiv gaz.

2.2.2. Cicluri termice ale centralelor nucleare electrice

Schemele principale de bază pentru producerea aburului în centralele nucleare electrice pot fi (fig. 2.33):

- a) în circuit direct;
- b) în circuit direct în afara reactorului — pe principiul cazanului Löffler; supraîncălzirea aburului se face în reactor;
- c) în circuit direct cu două reactoare: unul produce abur saturat (reactor cu apă în stare de fierbere), al doilea îl supraîncălzeste (reactor de supraîncălzire);
- d) circuit indirect; schimbul de căldură cu ciclul aburului se face prin generatorul de abur; agentul de răcire în reactor poate fi apă, gazele;

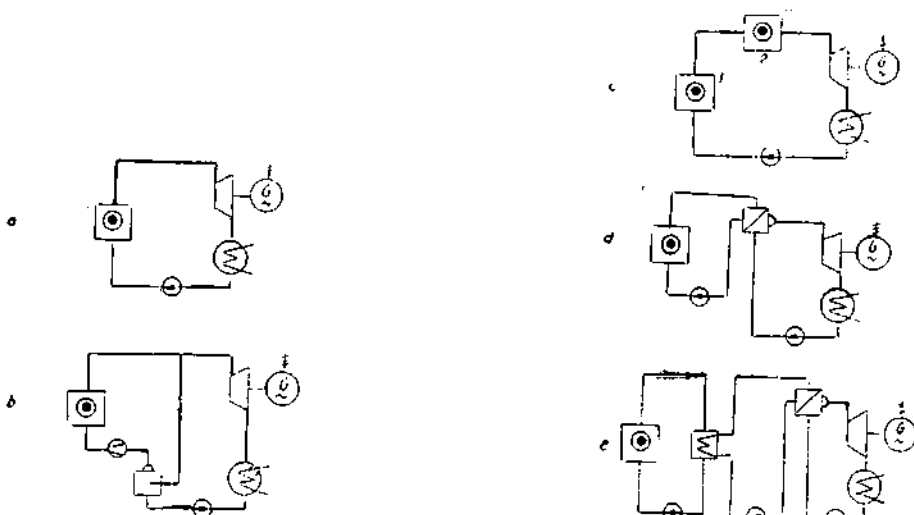


Fig. 2.33. Scheme principale de bază pentru producerea aburului în centralele nucleare-electrice:

a — circuit direct. Producerea de abur saturat în reactor (reactor cu apa în stare de fierbere, eventual cu zona inferioară de supraîncălzire răcită cu abur); b — circuit direct. Producerea aburului în afara reactorului după principiul cazanului Löffler; supraîncălzirea aburului în reactor (reactor răcit cu abur); c — circuit direct. Producere de abur saturat în reactorul 1 (reactor cu apă în stare de fierbere); supraîncălzirea aburului în reactorul 2 (reactor de supraîncălzire); d — circuit indirect. Schimbul de căldură cu ciclul aburului prin intermediul suprafețelor de încălzire ale generatorului de abur (toate tipurile de reactoare de răcire cu gaze, apa sau CnHm); e — circuit indirect dublu. Schimbul de căldură cu ciclul aburului printr-un circuit intermediar special (reactoare cu metal lichid ca agent de răcire).

e) circuit indirect dublu; schema mult mai sigură din punctul de vedere la protecției muncii; agentul de răcire a reactorului este metalul lichid.

În practică sînt frecvent folosite schemele termice de centrale nucleare-electrice (CNE) indicate în fig 2.34. În aceeași figură sînt prezentate și variațiile de temperatură ale agentului de răcire și ale agentului de lucru din generatorul de abur, în funcție de cantitatea de căldură cedată din reactor.

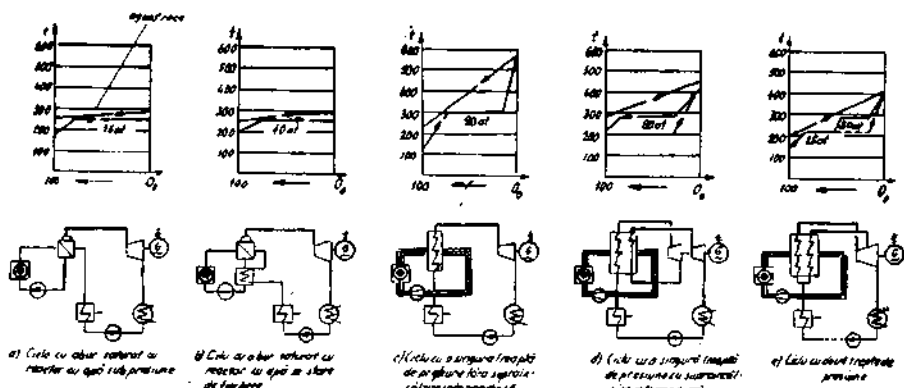


Fig. 2.34. Cele mai uzuale cicluri termice ale aburului în centrale nucleare-electrice.

Randamentul termic care poate fi atins în aceste cicluri termice de CNE, definit ca raportul dintre puterea la bornele generatorului și cantitatea de căldură cedată agentului de lucru în generatorul de abur, depinde considerabil de temperatura agentului de răcire, fiind cu atât mai ridicat cu cât temperatura agentului de răcire este mai mare. Astfel, în schemele *d* și *e* din fig. 2.34, randamentele termice sînt de ordinul 36—40%, comparabile cu cele obținute în centralele termoelectrice moderne cu combustibili clasici.

2.3. CENTRALE HIDROELECTRICE

2.3.1. Centralele hidroelectrice

Folosesc energia cursurilor de apă. Pentru utilizarea energiei unui curs de apă, este necesară o amenajare corespunzătoare prin care să se creeze o cădere de apă de la un nivel superior (amonte) la un nivel inferior (aval). Amenajarea constituie complexul de instalații hidrotehnice ale unei centrale hidroelectrice. Amenajarea hidraulică poate fi: cu *baraj*, cu *derivație* sau *mixtă*, în funcție de condițiile naturale pe care le oferă cursul de apă și de forma reliefului la locul de amplasare a centralei. În general, instalațiile hidrotehnice ale unei centrale hidroelectrice constau din: *baraj*, *priză de apă*, *aducțiunea* și *clădirea centralei* propriu-zisă. Barajul poate fi de *reținere* (cînd creează un lac de acumulare ce depășește limitele albiei naturale a râului), sau de *derivație* (cînd permite numai ridicarea nivelului apelor în limitele albiei naturale a cursului de apă. Barajele sînt prevăzute cu: zone deversoare, vane de evacuarea apelor, disipatoare de energie (la baza barajului), jgheaburi pentru trecerea peștilor, iar în cazul riurilor navigabile, cu ecluze.

Priza de apă este instalația cu ajutorul căreia apa este trecută din riu sau lac în conducta de aducțiune. Aducțiunea apei cuprinde trei elemente distincte:

- *aducțiunea propriu-zisă*, reprezentată printr-un canal deschis, sau tunel cu lungime de la cîteva zeci de metri, pînă la zeci de kilometri;
- *castelul de echilibru* sau *camera de apă*;
- *conducta forțată*.

Castelul de echilibru, sau camera de apă, are rolul unui organ de distribuire a apei și de amortizare a oscilațiilor hidraulice (lovituri de berbec) provocate de închiderea sau deschiderea vanelor de la sfîrșitul conductei forțate.

Conductele forțate leagă castelul de echilibru cu turbinele. Sînt construite foarte solid pentru a rezista șocurilor hidraulice și sînt prevăzute, la capătul dinspre castelul de echilibru, cu vane speciale cu închidere rapidă.

Clădirea centralei poate fi înglobată în baraj, sau separată. Prima soluție se aplică la centralele cu căderi mici, amplasate pe firul apei, la care nu există aducțiune sau conducte forțate și apa din lacul de acumulare pătrunde direct în turbina care este instalată într-o cameră de beton înglobată în corpul barajului.

Din punct de vedere al modului de utilizare a apei, centralele hidroelectrice pot fi clasificate astfel:

a) *Centrale pe firul apei*, care utilizează apa în mod continuu, avînd o capacitate mică de acumulare ; apa care nu este utilizată deversează peste baraj și este pierdută ;

b) *Centrale cu acumulare*, la care în perioadele de sarcină redusă apa se acumulează și este utilizată cînd cererea de energie este mai mare. Servesc de obicei ca centrale de vîrf. În funcție de capacitatea de acumulare, ele reprezintă și un regulator de debit al cursului de apă.

c) *Centrale cu pompare-acumulare* ; reprezintă o formă deosebită a centralelor de acumulare. Au, în general, o capacitate de acumulare mică (zilnic). Apa din lacul de acumulare se consumă la orele de vîrf, fiind repompată în lacul din amonte, în golul de sarcină al sistemului energetic. Sînt dotate cu mașini mai complicate (pompe-turbine) și necesită existența unui lac de acumulare și în aval de centrală. Sînt în schimb foarte utile la uniformizarea graficului de sarcină.

2.3.2. Echipamentele centralelor hidroelectrice

a) *Puterea turbinelor hidraulice* depinde direct de debitul de apă ce trece prin ele și de diferența de nivel a apei între amonte și aval.

Puterea la arborele turbinei hidraulice poate fi exprimată prin relația :

$$P_t = \frac{1000 QH}{102} \cdot \eta_t \quad [\text{kW}], \quad (2-36)$$

în care :

Q este debitul de apă, în m^3/s ;

H — căderea netă, în mH_2O ;

$\eta_t = 0,85-0,95$ — randamentul turbinei.

Puterea electrică debitată pe barele centralei :

$$P_e = P_t \cdot \eta_g \cdot \frac{100}{100 + C_{st}} \quad [\text{kW}], \quad (2-37)$$

unde :

$\eta_g = 0,94-0,98$ — randamentul hidrogenatorului ;

$C_{st} \%$ — consumul serviciilor interne în procente din puterea nominală ($\approx 1-3$)%.

Cele mai răspîndite tipuri de turbine hidraulice sînt :

— *turbina Kaplan* — cu paletele statorului și rotorului reglabile, folosită în special la debite mari și căderi mici de apă ;

— *turbina Francis* — cu paletele statorului reglabile, utilizată la debite medii și căderi medii ;

— *turbina Pelton* — cu unul sau mai multe ajutaje, cu sau fără deflector de jet ; se folosește la căderi mari de apă cu debite relativ mici.

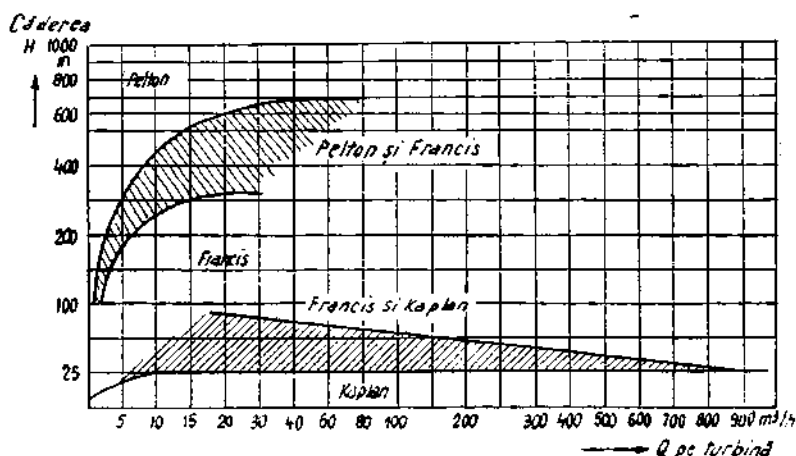


Fig. 2.35. Domeniul de aplicare a tipurilor de turbine Kaplan, Francis și Pelton.

În fig. 2.35 sînt indicate domeniile de aplicare a tipurilor de turbine Kaplan, Francis, Pelton.

Mai există și alte tipuri de turbine hidraulice corespunzătoare unor condiții speciale :

- *turbina bulb*, construită special spre a folosi cantități mari de apă la căderi mici ;
- *turbina cu trecere directă*, cunoscută sub denumirile de turbina Banki, Michell sau Ossberger ; este, în special, construită pentru cazurile în care debitul de apă prezintă fluctuații foarte mari ;
- *pompa-turbină*, reprezintă o formă specială de instalație hidraulică concepută pentru centrale cu pompare-acumulare, fiind folosită atât ca turbină cît și ca pompă pentru diferențele de nivel pînă la 400 m (într-o singură treaptă)

b) *Generatoarele hidroelectrice* sînt generatoare sincrone, cu turație relativ scăzută. Constructiv, diferă prin modul de fixare a arborelui (vertical sau orizontal), mod impus, de regulă, de tipul turbinei. Avînd diametre mari, cu piese grele în mișcare, la generatoarele hidroelectrice efectul de volant este important, în scopuri de control, la limitarea supraturației, în urma declanșărilor de la plină sarcină. Deoarece rotorul turbinei contribuie în mică măsură la aceasta, întregul efect de volant este produs de rotorul generatorului. Acesta se calculează din greutatea rotorului (G) și din diametrul de rotație (D) (Momentul de inerție $= GD^2$ [kgf·m²]).

Turația de ambalare (n_D) este un alt parametru important pentru proiectarea generatorului. Împreună cu turația nominală n_N , prin valoarea raportului n_D/n_N , determină tipul de turbină hidraulică ce trebuie utilizată. Astfel :

- pentru turbina Pelton — n_D/n_N este egal cu 1,8 ;
- pentru turbina Francis — n_D/n_N este egal cu 1,8—2,4 ;
- pentru turbina Kaplan — n_D/n_N este egal cu 2,5—3,5.

Excitarea hidrogenatoarelor, cu turație de peste 200 rot/min., se face cu ajutorul excitatoarelor de curent continuu, montate pe generator. Pentru hidrogenatoarele cu turație sub 200 rot/min. se folosesc, de obicei, convertizoare tiristoare, alimentarea lor obținându-se de la un generator sincron cu autoexcitație, generatorul auxiliar fiind montat pe același arbore.

c) *Serviciile interne* ale CHE necesită o putere relativ redusă. Ele constau, în special, din consumatorii tehnologici (pompe pentru uleiul din circuitul de comandă, ulei de control, apa de răcire, stația de aer comprimat) și consumatorii de confort (ventilație, încălzire, aer condiționat, iluminat).

Puterea totală a serviciilor interne depinde de puterea grupurilor și de diferența de nivel (H), dar foarte rar depășește 1% din puterea instalată a centralei.

2.4. CENTRALE ELECTRICE SPECIALE

Din această categorie de centrale fac parte acele instalații energetice producătoare de energie electrică care folosesc următoarele resurse energetice: mareomotrice, geotermice, eoliene și energia solară.

2.4.1. Centralele mareomotrice

Sînt centrale hidroelectrice, de o construcție deosebită, ce utilizează energia hidraulică a mareelor. Mărimea mareelor poate atinge în unele regiuni ale globului diferențe de nivel de ordinul a 7—10 m. La asemenea înălțimi și la debitele uriașe de apă ce se deplasează — prin montarea de turbine hidraulice de construcție specială, capabile să se rotească în ambele sensuri — se pot obține cantități importante de energie electrică. De exemplu, calculele făcute au arătat că, prin utilizarea energiei mareelor de pe țărmurile Mării Albe și Ohoțsk, s-ar obține o putere instalată de 70 mil. kW, adică de 3,5 ori mai mult decît reprezintă amenajarea integrală a resurselor hidraulice de pe fluviile Nipru, Volga și Angara luate la un loc. Din nefericire, puterile unitare ale grupurilor ce se pot instala în centralele mareomotrice sînt foarte mici (de ordinul a cîțiva megawați). Construcțiile hidrotehnice sînt de volume uriașe iar variația fluxului și refluxului — cu toată schimbarea periodică de sens impusă — nu permite decît o utilizare scăzută — în timp — a puterii instalate. Centrala construită de francezi la Rancy, în Bretagne, ca și centrala sovietică Kislaia, din peninsula Kola, constituie primele experiențe mondiale în utilizarea energiei mareelor. Rezultatele experimentării lor vor permite să se stabilească cu exactitate dacă energia mareelor ar putea fi utilizată vreodată — în condiții avantajoase și la nivel industrial — de către oameni.

2.4.2. Centralele geotermice

Resursele geotermice au constituit de mult timp surse de încălzire ale diferitelor localități. În ultimii 10—15 ani, în țările bogate în resurse geotermice la temperaturi ridicate, ca: Italia, Islanda, Noua Zeelandă, U.R.S.S.

(peninsula Kamciatka), s-au construit centrale termice care utilizează căldura eliberată de sursele geotermice. Centralele geotermice sînt astfel niște centrale termoelectrice care, în loc de combustibili clasici, folosesc căldura conținută în izvoarele termale, la temperaturi ridicate. Locul cazanului de abur este luat de un schimbător de căldură, care — deși la parametrii mai coboriți în comparație cu centralele termoelectrice — furnizează aburul necesar turbinelor. Din experiența acumulată pînă acum, rezultă că aceste centrale sînt foarte comode, economice și ușor de exploatat. Puterea lor depinde de parametrii sursei geotermice (debit și temperatură). Centralele geotermice, realizate pînă în prezent, au puteri instalate de ordinul a 180—200 MW.

2.4.3. Centralele eoliene

Deși energia vînturilor este cunoscută și parțial folosită de mult timp, producerea energiei electrice în centralele eoliene nu are decît un caracter de cercetare. Intermitența cu care suflă vînturile, schimbarea permanentă a direcției fac ca producerea energiei electrice în aceste centrale să fie, practice la discreția naturii, iar atunci cînd se produce energie electrică, cantitățile de energie ce se obțin să fie neglijabile. Experiențele făcute de sovietici în Crimeea, prin construirea de mici centrale electrice eoliene (practic niște mori de vînt ce antrenează un generator electric) au, cel mult, o importanță de laborator, ele arătînd că poate fi utilizată, în cel mai fericit caz, energia vînturilor lente și moderate (cu viteza de 10—20 m/s).

Din nefericire, astăzi nu se știe nimic concret despre posibilitatea transformării în centrale eoliene electrice a energiei pustiitoare a cicloanelor ce bîntuie țărmurile Pacificului sau ale Atlanticului. Deși poartă nume foarte poetice de „Flora“, „Kola“, „Any“, etc., deocamdată uriașa energie ce o dezlănțuie nu aduce oamenilor decît nenorociri și, probabil, va mai trece mult timp pînă cînd va putea fi stăpînită și transformată în energie electrică dirijată.

2.4.4. Heliocentrale

Heliocentralele sînt centralele electrice care folosesc direct energia solară și o transformă în energie electrică. Deși soarele reprezintă o sursă imensă de energie, posibilitatea utilizării ei nemijlocite nu a putut fi pusă la punct. Cercetările făcute, în special în Pirinei de către francezi, au arătat că prin concentrarea razelor solare — cu ajutorul unor oglinzi uriașe — asupra cazanelor de abur, s-ar putea produce abur la parametrii destul de ridicați, capabili să antreneze turbinele și generatoarele și să producă energie electrică. Costul ridicat al investițiilor, durata mică de utilizare (datorită nebulozității și a perioadelor de întuneric), randamentele scăzute realizate, au făcut ca problema heliocentralelor să rămînă încă la nivel de studii.

2.5. INSTALAȚII SPECIALE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE

Producerea energiei electrice în centralele electrice existente astăzi, inclusiv în CNE, se realizează numai printr-o transformare multiplă a energiei. Întrucât nici o transformare de energie nu este posibilă fără pierderi, randamentul total al acestor metode indirecte de obținere a energiei electrice are limite destul de reduse încă. De aceea se fac studii și încercări susținute pentru producerea de energie electrică în instalații mai simple, fără transformări repetate. Metodele noi de obținere directă a energiei electrice, din energia primară, care se bucură astăzi deja de unele utilizări practice în scopuri speciale (militar, tehnica spațială etc.) și care au perspective, sînt *pilele de combustie*, *generatoarele termoelectrice*, *generatoarele termoionice* și *generatoarele magnetohidrodinamice*. Caracteristic tuturor acestor patru metode, este faptul că ele dau ca produs finit un curent continuu, uneori la tensiuni mult prea coborîte, greu utilizabil direct pentru realizarea unor puteri mari.

2.5.1. Pila de combustie

Pila de combustie, ca și acumulatorul electric, funcționează pe principiul transformării energiei libere, a unei reacții chimice, direct în energie electrică. Spre deosebire de acumulatori, ele sînt alimentate în continuu cu combustibil și oxidant și au o durată în funcționare mult mai mare (pînă la 2 000 de ore). Combustibilul introdus în pilă este oxidat și o parte însemnată din căldura de ardere este obținută direct sub formă de energie electrică. Ca urmare a dispariției procesului termic, randamentul pilelor de combustie poate să atingă valori de 70—90%. Pila de combustie reprezintă singurul procedeu de transformare directă a energiei care permite utilizarea nemijlocită a combusti-

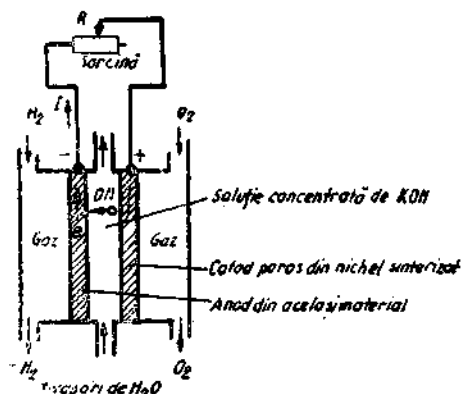


Fig. 2.36. Reprezentarea schematică a pilei de combustie „Hidrox” a lui Bacon.

bililor fosili sub formă de gaze. Folosirea cărbunului presupune, în prealabil, un proces de gazeificare. În principiu, o pilă de combustie constă din electrozi confecționați din două plăci de nichel poros sinterizat (fig. 2.36), în care se află electrolitul, o soluție concentrată de KOH. Electrozii sînt înconjurați la exterior de gazele sub presiune care formează amestecul combustibil: la anod H_2 , la catod O_2 . Prin procesul de reducere a oxigenului, iau naștere ioni negativi de OH care se duc la anod și care cedează acestuia electroni, formînd în același timp apa (apa se evacuează sub formă de abur). Presiunea și tem-

peratura de utilizare determină, în principiu, puterea specifică. Presiunea oxigenului se menține constantă, iar presiunea hidrogenului se reglează. Neajunsul constă în faptul că instalațiile pilelor de combustie sînt relativ voluminoase.

Cea mai importantă condiție pe care trebuie să o îndeplinească o pilă de combustie este să aibă o reactivitate mare, așa încît să producă reacții rapide la electrozi și, deci, să rezulte densități mari de curent. Pilele realizate astăzi la temperaturi de utilizare de ordinul a 500—850°C, obțin densități de curent de circa 350 A/m² suprafață de electrod, la 0,75 V, cu perspectiva de mărire la 2 000 A/m² — la aceeași tensiune.

În tabelul 2.5 sînt indicate caracteristicile diferitelor tipuri de pile de combustie existente în prezent.

2.5.2. Generatoare termoelectrice

Generatoarele termoelectrice funcționează pe principiul efectului termoelectric. Acesta constă în apariția unei diferențe de potențial între capetele libere a două materiale diferite, atunci cînd celelalte capete ale lor sînt lipite și încălzite la o anumită temperatură. Diferența de material ce apare depinde de natura materialelor și de mărimea temperaturii aplicate punctului comun. Cercetările efectuate au descoperit materiale speciale, care, încălzite la temperaturi ridicate (800—1 000°C), pot obține diferențe de potențial mari, între capetele reci, pentru fiecare grad de temperatură aplicat punctului comun. Structura unui generator termoelectric este, în principiu, foarte simplă. Diferite termocupluri, cu forme geometrice simple, sînt grupate în grupuri constructive compacte sub formă de plăci sau tuburi. Un generator complet (fig. 2.37) constă din montarea într-un spațiu cît mai redus a unor numeroase

TABELUL 2.5

Caracteristicile diferitelor tipuri de pile de combustie.

Tipul	Combustibilul	Electrolitul și presiunea de utilizare	Temperatura de utilizare	Valori estimative ale puterii specifice în kW/m ² de volum al pilei
Pilă „Bacon” sau pilă „Hidroxi”	H ₂ și O ₂	Soluție apoasă alcalină la 50 at	200—250°C	70—140
Pilă cu membrană schimbătoare de ioni	H ₂ și O ₂	Membrană fină schimbătoare de ioni	Temperatura ambiantă pînă la 50°C	10,5—53
Pilă cu hidrogen și aer	H ₂ și aer	Soluție apoasă alcalină 1—5 at	50—80°C	7—35
Pilă „Redox”	H ₂ și aer un combust. de C și aer	Compuși chimici intermediari în soluție apoasă 1 at	Temperatura ambiantă pînă la 80°C	7—70
Pile cu temperatură înaltă	Gaze conținînd C și aer	Săruri topite 1 at.	500—850°C	35—140

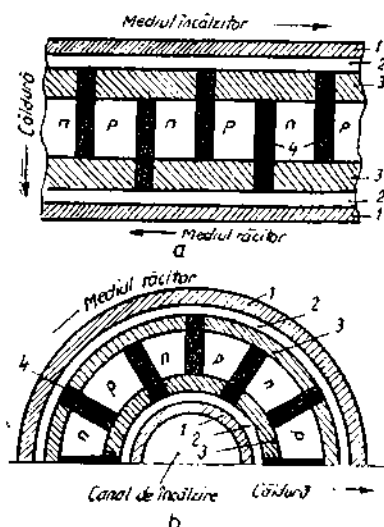


Fig. 2.37. Schema structurii părților constructive componente ale unui generator termoelectric cu termocupluri cu semiconductoare, legate în paralel pe partea de producere a căldurii și în serie din punct de vedere electric :

a — construcție sub formă de plăci (element sandwich); b — construcție sub formă de țevă; 1 — manta metalică; 2 — izolație electrică; 3 — legături metalice; 4 — izolație intermediară electrică și termică; n și p — elemente semiconductoare de tipul n și p.

grupuri de acestea, la care se adaugă canalele colectoare pentru circulația mediilor de încălzire și răcire, legăturile electrice și construcțiile necesare de susținere.

Introducerea căldurii necesare încălzirii termocuplelor se poate face direct sau prin intermediul unui schimbător de căldură. Prima cale este preferată atunci când se ard combustibili clasici, iar cea de-a doua în cazul când sursa de căldură este un reactor nuclear. Pentru răcirea părților reci ale termocuplurilor se poate folosi răcirea naturală sau forțată cu aer, iar la puteri mai mari chiar răcirea cu apă. Pe măsură ce temperatura crește, se ivesc anumite dificultăți în legătură cu materialele folosite. Având în vedere problemele de izolare electrică, limita superioară a tensiunii nominale probabile, a generatoarelor termoelectrice mari, este de cca. 500 V. Randamentele totale ale generatoarelor termoelectrice realizate nu depășesc 12,5%, preliminându-se însă o creștere a lor în viitorul apropiat până la 30%. Puterile maxime realizate sînt de 18 MW, în cazul unor generatoare termoelectrice ce folosesc drept sursă de căldură un reactor nuclear răcit cu agent organic (Cn Hm), iar capetele reci ale termoelementelor sînt răcite cu apă. Pentru viitor, se apreciază că funcționarea statică, robustețea în exploatare și lipsa de pretenții în ceea ce privește controlul, vor facilita răspîndirea generatoarelor termoelectrice, de puteri mici, mai ales cînd randamentele vor atinge valori de peste 30%.

2.5.3. Generatoare termoionice

Acest tip de transformatoare directe de energie, numite adesea și generatoare termoelectronice, este asemănător în unele privințe cu generatoarele termoelectrice.

În principiu, un generator termoionic constă dintr-un tub electronic cu vid (fig. 2.38) cu doi electrozi în formă de placă, unuia dintre ei aplicându-i-se o sursă de căldură cu temperatură înaltă ($>1\,900^{\circ}\text{C}$), în timp ce căldura netransformată este evacuată de la celălalt electrod prin răcire. Astfel, privit din exterior, procesul este asemănător cu cel de la termocuple. În locul capătului cald este electrodul cald sau *emițătorul*, iar în locul capătului rece este electrodul rece sau *colectorul*. Fluxul de electroni care pornește de la emițător străbate vidul dintre cei doi electrozi, ajunge la colector și se întoarce la emițător prin circuitul de sarcină racordat la aceștia. Întrucât, spre deosebire de corpurile solide termoelectrice, vidul este un bun izolant termic, nu se produce nici un flux de căldură prin radiație de la electrodul cald la cel rece. În domeniul temperaturilor joase, electronii liberi, din interiorul materialelor electrozilor, nu se pot desprinde de pe suprafață din cauza pragu-

lui de potențial. Prin încălzire la o temperatură suficient de înaltă a suprafeței emițătorului, o parte din electroni scapă, înving pragul de potențial Φ_e al acestuia, producând un lucru mecanic de ieșire corespunzător și o răcire a catodului, după care pătrund în spațiul dintre electrozi și se deplasează prin propria lor energie cinetică. Când ajung pe colector (anod), care este mai rece, electronii pierd iarăși o parte din energia absorbită, care corespunde pragului de potențial — Φ_c — al colectorului, respectiv lucrului mecanic specific de ieșire al materialului colectorului. Această pierdere de energie apare sub formă de căldură în colector și trebuie să fie evacuată prin circuitul de răcire (împreună cu căldura transmisă prin radiație de la emițător). Tensiunea stabilită în circuitul exterior de sarcină constituie diferența celor două potențiale electronice Φ_e și Φ_c . Intensitatea curentului emis de generatoarele termoionice depinde de temperatură, domeniul economic al funcționării fiind situat în zona temperaturilor foarte înalte.

Tensiunile de curent continuu, care pot fi realizate cu un element de generator termoionic, sînt cuprinse între 0,5 și 3 V, așa că prin înserierea lor se pot obține tensiuni destul de mari. Un electrod-grilă montat între colector și emițător face posibilă modularea curentului continuu, așa încît generatorul

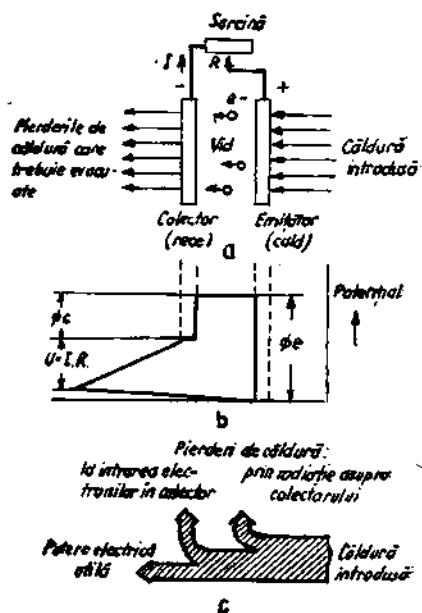


Fig. 2.38. Modul de funcționare a generatorului termoionic :

a — reprezentare schematică ; b — diagrama potențialului electronilor ; c — bilanțul energiei.

termoionic poate produce și direct curent alternativ de joasă tensiune. Materialele folosite pentru electrozii generatoarelor termoionice sînt date în tabelul 2.6.

TABELUL 2.6

Caracteristicile materialelor întrebuițate la confecționarea electrozilor generatoarelor termoionice

MATERIALUL	Potențial de ieșire V	Domeniul de temperaturi în care este posibilă utilizarea °C
Materiale pentru colector BaO/SrO pe Ni	ϕ_e 1,0	{ Circa 400—700
Cs pe AgO	0,75	
Cs pe WO	0,71	
Materiale pentru emițător W impregnat în Ba	ϕ_E 1,7	900—1 200
Th pe W	2,55	1 800—2 000
Cs pe W	1,7	1 400—1 600

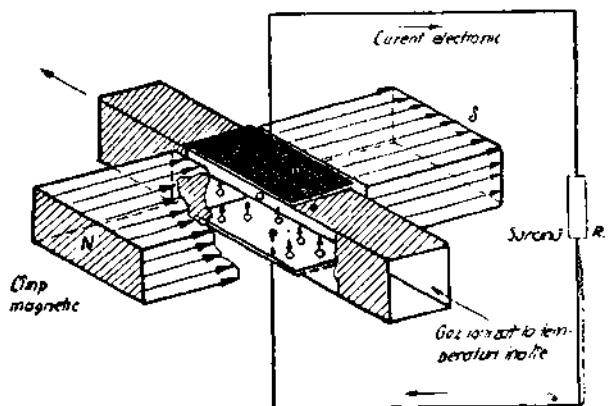
Limita superioară a temperaturii emițătorului este determinată de temperatura de vaporizare a materialului și de uzura sa admisibilă. Limita superioară a temperaturii colectorului trebuie să fie suficient de joasă pentru a împiedica emisia de electroni de pe colector.

Randamentele obținute în generatoarele termoionice, realizate pînă acum, nu depășesc 10—12%. Pentru viitor, se elimină randamente de ordinul 25—30%. La o temperatură a colectorului de 500°C și cu o instalație de turbină cu abur montată în serie, s-ar putea realiza randamente globale ale centrelor combinate de 50—55%. Momentan, lipsa materialelor ieftine, rezistente la temperaturi ridicate, limitează construcția de generatoare termoionice de puteri mari, ce ar putea fi utilizate în scopuri industriale. În prezent, ele au aplicații practice în tehnica militară și a rachetelor, unde considerentele economice joacă un rol secundar.

2.5.4. Generatoare magnetohidrodinamice

Modul de funcționare a generatoarelor magnetohidrodinamice (MHD) se bazează pe principiul inducției, caracteristic mașinilor electrice. Aici, în locul conductorului de cupru, care se deplasează în cîmpul magnetic al generatoarelor electrice cunoscute, se introduce un fluid ionizat la temperatură înaltă, a cărui direcție de curgere corespunde direcției mișcării conductorului de cupru. În conformitate cu “regula mîinii drepte”, rezultă un curent electric perpendicular pe mediul conductor și pe cîmpul magnetic, astfel încît, prin

Fig. 2.39. Producerea energiei electrice după principiul inducției cu un generator MHD.



curgerea mediului conductor în câmpul magnetic, se poate obține energie electrică cu ajutorul unor electrozi așezați în mod convenabil și al unui circuit exterior închis (fig. 2.39).

Drept medii conductoare se folosesc gaze puternic încălzite, în care există un număr suficient de electroni liberi și un număr egal de ioni pozitivi, gazele comportându-se, astfel, ca o plasmă slab ionizată. Introducerea în gaze a unor metale alcaline cu o energie de ionizare foarte redusă (de exemplu, Cs sau K), la temperaturi de ordinul a $2\,200\text{--}2\,900^\circ\text{C}$, realizează un grad suficient de ionizare, respectiv o conductibilitate electrică satisfăcătoare. Aceste temperaturi, care se află încă la limitele tehnice posibile, determină domeniul de lucru al generatorului (MHD), care este astfel — în mod categoric — o instalație cu temperaturi supraînalte, în comparație cu centralele termoelectrice actuale.

Generatorul (MHD) este constituit dintr-un electromagnet acționat în curent continuu și furnizează energie electrică în curent continuu. Tensiunea produsă este proporțională cu intensitatea câmpului magnetic, cu viteza gazului conducător și cu distanța dintre electrozi. Densitatea de curent depinde de conductivitate, iar puterea dezvoltată depinde și de suprafața totală a electrozilor. Pentru obținerea de puteri mari se mărește viteza ale gazului în domeniul supersonic. Tensiunile continue disponibile ce se obțin sînt de ordinul a câțiva kilovolți, și prin intermediul unui ondulator, se transformă cu ușurință în tensiuni alternative pentru utilizări tehnice de frecvență industrială. Randamentele teoretice ale generatoarelor (MHD) sînt de ordinul a 80—90%.

Gazele încălzite la temperaturi ridicate, necesare funcționării generatoarelor (MHD), pot fi obținute fie prin arderea combustibilului clasic, fie cu ajutorul reactoarelor nucleare răcite cu gaz. Inconvenientul este că generatorul (MHD) nu poate utiliza decît o mică parte din căderea totală de temperatură (acel interval limitat de domeniul de ionizare) și este normal ca el să lucreze înseriat cu o instalație de termocentrală clasică, pentru utilizarea căldurii reziduale

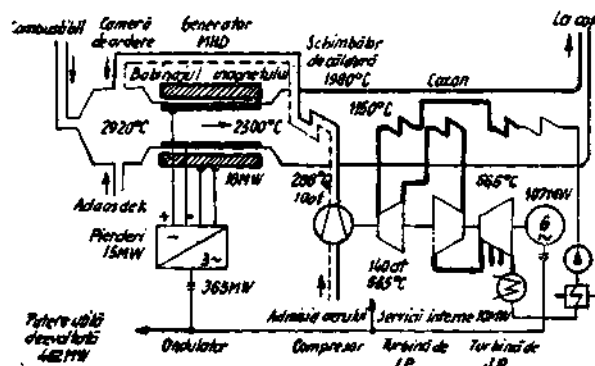
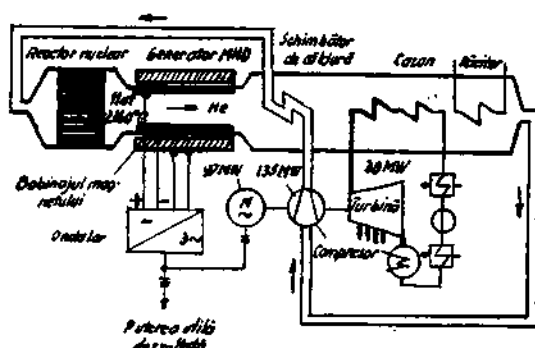


Fig. 2.40. Propunere de centrală arzînd combustibilul clasic cu generator MHD și circuit deschis. Din totalul de 462 MW (putere efectivă), 365 MW revin generatorului MHD, iar 97 MW instalației de turbină cu abur.

Fig. 2.41. Propunere de centrală nuclearelectrică cu generator MHD și circuit închis.



a generatorului (MHD). Figurile 2.40 și 2.41 prezintă schemele de funcționare a unui generator (MHD) cu combustibil clasic, funcționînd în circuit deschis, respectiv ale unui generator (MHD) alimentat dintr-un reactor nuclear, în schema de gaze în circuit închis.

2.6. GENERATOARE ELECTRICE

În centralele electrice actuale sînt folosite, de regulă, ca generatoare electrice, mașinile sincrone trifazate.

Principiul de funcționare a mașinii electrice sincrone în regim de generator cu sarcina inductivă este prezentat în fig. 2.42. Generatorul electric se excită cu curentul continuu (i_e). Înfășurarea de excitație se amplasează în mod obișnuit în rotor, ce se rotește cu turația (n) rot/min. În înfășurarea statorului apare o tensiune electromotoare (E) și un curent (I) de frecvență (f). Câmpul magnetic creează forțe de magnetizare a înfășurării de excitație și a înfășurării statorice. Pentru turbogeneratoare se construiesc mașini sincrone cu poli înecați ($2p=2$), iar pentru hidrogeneratoare — unde turațiile sînt mult mai mici — poli sînt aparenti.

În expresiile ce urmează se folosesc următoarele notații pentru generatoarele electrice:

i_e — curentul de excitație, în A;

i_{e0} — curentul de excitație la mers în gol, la tensiunea nominală, în A;

i_{ek} — curentul de excitație corespunzător unui curent de scurtcircuit trifazat simetric egal cu curentul nominal, în A;

I_n — curentul nominal al generatorului, în A;

I_k — curentul permanent de scurtcircuit, în A;

I_{k0} — curentul permanent de scurtcircuit, corespunzător unui curent de excitație i_{e0} , în A;

$\frac{I_{k0}}{I_n}$ — raportul curenților de scurtcircuit;

U_N — tensiunea nominală a generatorului, în V;

U_1 — tensiunea pe fază a generatorului, în V.

Funcționarea în gol a generatorului electric se caracterizează prin :

$$I=0 \text{ și } U=E,$$

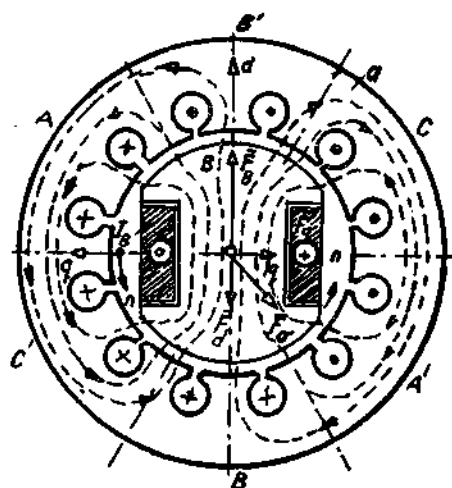


Fig. 2.42. Principiul de funcționare a mașinii electrice sincrone.

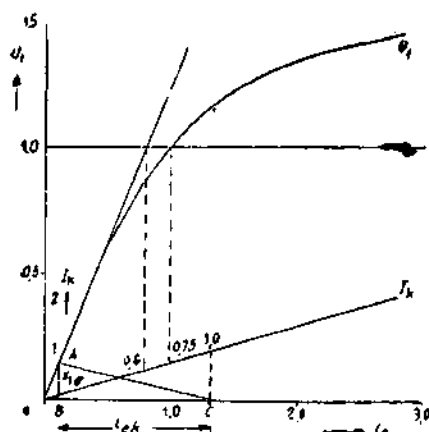


Fig. 2.43. Caracteristicile la mers în gol și la scurtcircuit:

$$\frac{I_{k0}}{I_n} = 0,6 \text{ nesaturat; } 0,75 \text{ saturat.}$$

ABC — triunghiul Potier; AB — căderea de tensiune corespunzătoare reacției de dispersie a statorului, în unități relative; BC — reacția indusului, în unități relative; $x_{1\sigma}$ — reacțanța de dispersie a statorului, în unități relative.

adică curentul statorului este nul, iar tensiunea la bornele generatorului — U — este egală cu tensiunea electromotoare — E — indusă în stator.

Funcționarea în scurtcircuit este caracterizată prin :

$$I = I_k \text{ și } U = 0.$$

În fig. 2.43 sînt prezentate caracteristicile la mers în gol și la scurtcircuit ale unui generator electric, mașină sincronă, mărimile electrice fiind reprezentate în unități relative.

2.6.1. Reactanțele generatoarelor electrice (mașini sincrone)

- a) *Reactanțele sincrone* ale generatorului electric se definesc prin :
— *Reactanța sincronă longitudinală* :

$$X_d = \frac{U_1}{I_k} \quad [\Omega], \quad (2-38)$$

sau în unitățile relative

$$x_d^* = \frac{X_d}{X_N}, \quad (2-39)$$

unde :

- U_1 este tensiunea de fază a generatorului, în V ;
 I_k — curentul de scurtcircuit pe fază a generatorului, în A ;
 $X_N = \frac{U_N}{I_N}$ — reactanța nominală a generatorului, în Ω ;
 X_d — reactanța sincronă longitudinală a generatorului, în Ω ;
 x_d^* — reactanța sincronă longitudinală a generatorului, în unități relative.

Ca sens fizic, reactanța sincronă longitudinală este :

$$x_d^* = x_a^* + x_{1\sigma}^* \quad (2-40)$$

unde :

- x_a^* este reactanța corespunzătoare reacției indusului, în unități relative ;
 $x_{1\sigma}^*$ — reactanța de dispersie a statorului, în unități relative.
— *Reactanța sincronă transversală*

$$x_q^* = \frac{C}{C_d} x_a^* + x_{1\sigma}^*, \quad (2-41)$$

unde :

- x_q^* este reactanța sincronă transversală, în unități relative ;
 $\frac{C}{C_d} = f\left(\frac{b}{\tau}\right)$ — factor de reducere ;
 b — lățimea polilor, în mm ;
 τ — pasul polar, în mm.

b) Reactanțele tranzitorii

— Reactanța supratranzitorie longitudinală

$$x_d''^* = x_{1\sigma}^* + \frac{x_a^* \cdot x_{L\sigma}^*}{x_a^* + x_{L\sigma}^*}, \quad (2-42)$$

unde: x_d^* este reactanța supratranzitorie longitudinală, în unități relative;

x^* — reactanța corespunzătoare reacției indusului, în unități relative;

$x_{L\sigma}^* = \frac{x_{2\sigma}^* \cdot x_{3\sigma}^*}{x_{2\sigma}^* + x_{3\sigma}^*}$ — reactanța de dispersie longitudinală a rotorului, în unități relative;

$x_{2\sigma}^*$ — reactanța de dispersie a înfășurării excitației, în unități relative;

$x_{3\sigma}^*$ — reactanța de dispersie a înfășurării de amortizare, în unități relative.

— Reactanța supratranzitorie transversală ($x_q''^*$):

$$x_q''^* = x_{1\sigma}^* + \frac{x_a^* \cdot x_{3\sigma}^* \cdot \frac{C_q}{C_d}}{x_a^* \cdot \frac{C_q}{C_d} + x_{3\sigma}^*}, \quad (2-43)$$

În cazul generatoarelor electrice confecționate cu piese polare laminate și fără înfășurare de amortizare, rezultă:

$$x_{3\sigma}^* \approx \infty \quad \text{și} \quad x_q''^* = x_q^*.$$

Schemele echivalente ale reactanțelor supratranzitorii sînt date în fig. 2.44. Valorile raportului $x_q''^*/x_d''^*$, pentru diferite moduri de execuție ale înfășurării de amortizare, sînt indicate în tabelul 2.7.

— Reactanța tranzitorie longitudinală (x_d'):

$$x_d' = x_{1\sigma} + \frac{x_a \cdot x_{2\sigma}}{x_a + x_{2\sigma}}, \quad (2-44)$$

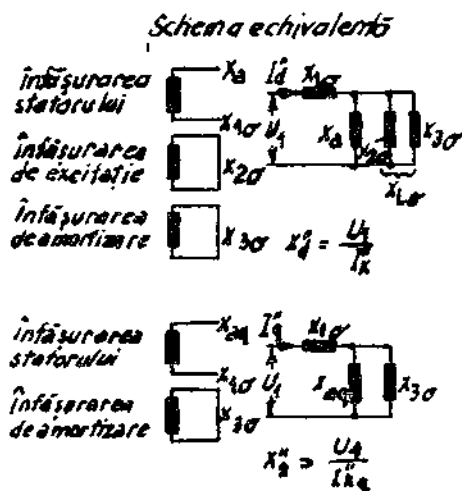


Fig. 2.44. Reactanțele supratranzitorii.

TABELUL 2.7

Valori ale raportului x_q''/x_d'' pentru diferite execuții ale înfășurării de amortizare

Mod de execuție	x_q''/x_d''
Cu colivie completă de amortizare	0,9...1,2
Amortizare numai pe axa longitudinală și poli lamelați	2...3
Fără înfășurare de amortizare cu poli lamelați	3...4
Cu piese polare masive	1,5...1,8

notațiile fiind aceleași din expresiile de mai sus.

— Reactanța tranzitorie transversală (x_q') este egală cu reactanța sincronă transversală x_q :

$$x_q' = x_q.$$

Schema echivalentă pentru calculul reactanțelor tranzitorii este indicată în fig. 2.45.

c) Reactanțe la sarcini asimetrice:

— Reactanța inversă (X_2) (reactanța de succesiune inversă a fazelor) se determină cu:

$$X_2 = \frac{U_2}{I_2}, \quad (2-45)$$

unde:

U_2 este tensiunea sistemului inversă, în V;

I_2 — curentul sistemului invers, în A;

X_2 — reactanța inversă, în Ω sau în unități relative.

$$x_2^* = \frac{X_2}{X_N}, \quad (2-46)$$

în care:

$X_N = \frac{U_N}{I_N}$ — reactanța nominală a generatorului, în Ω .

În practică se ia

$$x_2^* = \frac{x_d'' + x_q'}{2}. \quad (2-47)$$

— Reactanța homopolară (X_0) se definește prin:

$$X_0 = \frac{U_0}{I_0}, \quad (2-48)$$

sau în unități relative:

$$x^* = \frac{X_0}{X_N}.$$

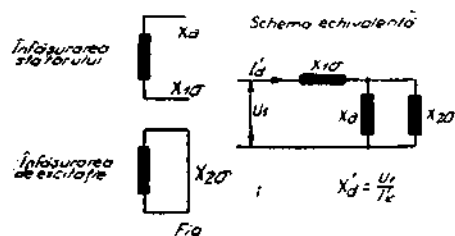


Fig. 2.45. Reactanța tranzitorie.

unde :

U_0 este tensiunea sistemului homopolar, în V ;

I_0 — curentul sistemului homopolar, în A.

În tabelul 2.8 sînt indicate valorile orientative pentru reactanțele relative ale mașinilor sincrone. În caz de saturație, valorile lui x'_d din tabelul 2.8 se reduc cu (10—12)%.

Valorile reactanțelor generatoarelor se determină experimental prin încercări de scurtcircuit brusc (metodă mai dificil de executat), sau prin încercări speciale. În tabelul 2.9 se indică modul de încercare și formulele de calcul pentru determinarea experimentală a reactanțelor generatoarelor electrice (mașina sincronă).

Reactanțele generatorului servesc la :

— calculul curenților de scurtcircuit (curent de scurtcircuit de durată I_k , curent de scurtcircuit supratrazitoriu I''_k , curent de scurtcircuit tranzitoriu I'_k (vezi tabelul 2.10) ;

— calculul constantelor de timp (constanta de timp la mers în gol T'_{d0} , constanta de timp tranzitorie T'_d , constanta de timp supratranzitorie T''_d , constanta de timp a componentei continue a curentului de scurtcircuit brusc T_a , constanta de timp la funcționarea în sarcină T'_s) (vezi tabelul 2.10).

— reprezentarea diagramelor fazoriale pentru regim staționar și tranzitoriu (vezi fig. 2.46 și fig. 2.47).

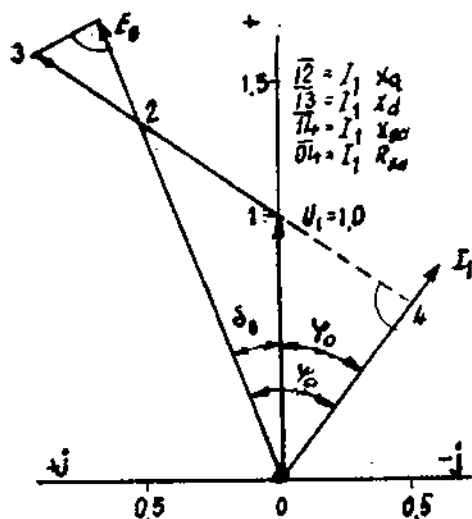


Fig. 2.46. Diagrama fazorială pentru regimul staționar.

I_1 — curent statoric ; δ_0 — unghi intern rotoric ;
 φ_0 — defazaj ; E_0 — tensiunea electromotoare
 mers în gol.

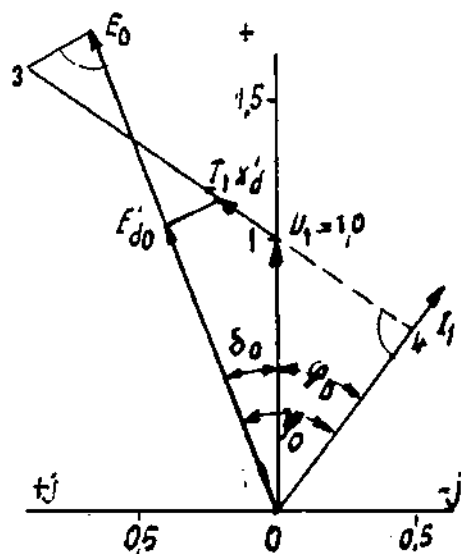


Fig. 2.47. Diagrama fazorială pentru regimul tranzitoriu.

TABELUL 2.8

Valori orientative pentru reactanțele relative ale generatoarelor electrice (mașini sincrone).

TIPUL GENERATORULUI		x_d (saturat)	$x_d = x' q$	x'_d	x''_d	x''_q	$\frac{x''_d + x''_q}{2}$	x_e
Turbogeneratoare cu doi poli		1,2...2,0	1,10...1,8	0,16...0,26	0,10...0,15	0,10...0,15	0,09...0,15	0,02...0,1
	mai puțin de 16 poli	0,8...1,4	0,52...0,9	0,22...0,35	0,14...0,23	0,14...0,26	0,14...0,25	0,03...0,2
	cu 16 poli și mai mult	0,75...1,25	0,45...0,8	0,25...0,4	0,15...0,25	0,16...0,28	0,15...0,27	0,03...0,22
Generatoare cu poli aparenți, cu înfășurări de amortizare longitudinală și transversală		0,8...1,4	0,52...0,9	0,22...0,35	0,22...0,35	0,52...0,9	0,36...0,63	0,04...0,24
	mai puțin de 16 poli	0,75...1,25	0,45...0,8	0,25...0,4	0,25...0,4	0,45...0,8	0,35...0,6	0,04...0,3
	cu 16 poli și mai mult							
Generatoare cu poli aparenți, fără înfășurări de amortizare		0,8...1,4	0,52...0,9	0,22...0,35	0,22...0,35	0,52...0,9	0,36...0,63	0,04...0,24
	mai puțin de 16 poli	0,75...1,25	0,45...0,8	0,25...0,4	0,25...0,4	0,45...0,8	0,35...0,6	0,04...0,3
	cu 16 poli și mai mult							

Determinarea experimentală a reacțiilor generatorilor electrice (mașini sincrone) la $f=f_n$.

Denumirea experienței	Formula de calcul	Schema de legătură a înfășurării statorice	Observații
Metoda alunecării (se determină X_d și X_q)	$X_d = \frac{U_{max}}{\sqrt{3} \cdot I_{min}}; \quad x_d^* = \frac{X_d}{X_N}$ $X_q = \frac{U_{min}}{\sqrt{3} \cdot I_{max}}; \quad x_q^* = \frac{X_q}{X_N}$		Înfășurarea de excitație deschisă; turația aproape de turația de sincronism $n \approx n$ dar obligatoriu alunecare diferită de zero $S \neq 0$; $I \ll I_N$; Tensiunea U și curentul I din stator se oscilografiază. În cazul încercărilor mai puțin precise vor fi utilizate în calcule valorile indicate de pozițiile limită ale acelor aparatelor de măsură.
Metoda rotirii în sens contrar cimpului (se determină X_2)	$X_2 = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I}; \quad x_2^* = \frac{X_2}{X_N}$		$n = -n_s$; $I \ll I_N$; înfășurarea de excitație scurtcircuitată.
Metoda staționării (se determină X_d'' și X_q'')	$X_d'' = \frac{U_{min}}{2 I_{max}}; \quad x_d''^* = \frac{X_d''}{X_N}$ $X_q'' = \frac{U_{max}}{2 I_{min}}; \quad x_q''^* = \frac{X_q''}{X_N}$		Rotorul este imobil $n=0$. Înfășurarea de excitație se scurtcircuitază printr-un ampermetru; curentul în stator foarte mic $I \ll I_N$. Măsurarea curentului și tensiunii se execută pentru pozițiile rotorului cărora le corespund I_{max} și I_{min} . Axa d — longitudinală — corespunde indicației maxime a ampermetrului din înfășurarea de excitație.
Metoda dermînării lui X_0	$X_0 = \frac{U}{3 I}$ $x_0^* = \frac{X_0}{X_N}$		$n = n$; $I < I_N$. Înfășurarea de excitație scurtcircuitată.

2.6.2. Puterile generatoarelor

— *Puterea activă* (P_a) și *puterea critică* (P_{cr}) în regim staționar și tranzitoriu :

$$P_a = \frac{E_a \cdot U_1}{X_d} \sin \delta + \frac{U_1^2}{2} \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \sin 2\delta, \text{ pentru regim staționar, } (2-49)$$

și

$$P_a = \frac{E'_{d0} \cdot U_1}{X'_d} \sin \delta + \frac{U_1^2}{2} \frac{X'_d - X_q}{X'_d \cdot X_q} \sin 2\delta, \text{ pentru regim tranzitoriu, } (2-50)$$

— *Puterea de sincronizare* (P_{sin}) la variații de sarcină :

$$P_{sin} = \frac{E_a \cdot U_1}{X_d} \cos \delta + U_1^2 \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \cos 2\delta, \text{ la variații lente ; } (2-51)$$

$$P_{sin} = \frac{E'_{d0} \cdot U_1}{X'_d} \cos \delta + U_1^2 \frac{X'_d - X_q}{X'_d \cdot X_q} \cos 2\delta, \text{ la variații rapide}$$

de sarcină. (2-52)

2.6.3. Constantele de timp ale generatorului electric (mașina sincronă)

— *Constanta de timp la mersul în gol* (T'_{d0}) determină timpul de excitare și de magnetizare a generatorului la mersul în gol :

$$T'_{d0} = \frac{L_2}{r_2} = \frac{X_a + X_2 \sigma}{\omega \cdot r_2}, \quad (2-53)$$

unde :

T'_{d0} este constanta de timp la mersul în gol, în s ;

L_2 — inductanța circuitului de excitație, în H ;

r_2 — rezistența circuitului de excitație, în Ω ;

$\omega = 2\pi f$ — pulsație în Hz ;

X_a — reactanța corespunzătoare reacției indusului, în Ω ;

$X_2 \sigma$ — reactanța de dispersie a înfășurării de excitație, în Ω .

— *Constanta de timp tranzitorie* (T'_d) determină variația în timp a componentei $I'_k - I_k$ din curentul statoric, în cazul unui scurtcircuit trifazat brusc la bornele mașinii :

$$T' = T'_{d0} \frac{X'_d}{X_d} = \frac{L_{sc}}{r_2} = \frac{X_{20} + \frac{X_{10} X_a}{X_{10} + X_a}}{\omega \cdot r_2}, \quad (2-54)$$

unde, în afara notațiilor de la punctul precedent, apare :

$X_{1\sigma}$ — reactanța de dispersie a statorului, în Ω .

— *Constanta de timp supratranzitorie* (T_d') determină variația în timp a componentei ($I_k'' - I_k'$) din curentul statoric, în cazul unui scurtcircuit trifazat brusc :

$$T_d'' = T_d' \frac{X_d''}{X_d'} , \quad (2-55)$$

unde :

T_d' este constanta de timp la mers în gol, corespunzătoare înfășurării de excitație și de amortizare, în s ;

X_d'' — reactanța supratranzitorie longitudinală, în Ω ;

X_d' — reactanța tranzitorie longitudinală, în Ω .

— *Constanta de timp* (T_a) a componentei continue a curentului de scurtcircuit brusc, indică timpul de amortizare a componentei continue a curentului de scurtcircuit brusc :

$$T_a = \frac{X_2}{\omega \cdot r_a} , \quad (2-56)$$

unde :

T_a este constanta de timp a componentei continue a curentului de scurtcircuit brusc, în s ;

X_2 — reactanța inversă, în Ω ;

r_a — rezistența înfășurării statorului, în Ω .

— *Constanta de timp la funcționare în sarcină* (T_s') determină variația în timp a curentului pe generator, în cazul introducerii unei sarcini pe generator. Când generatorul funcționează independent, cu sarcina $Z_s = R_s + jX_s$, valoarea lui T_s' este :

$$T_s' = T_{d0}' \frac{R_s^2 + (X_s + X_q) (X_s + X_d')}{R_s^2 + (X_s + X_q) (X_s + X_d)} ; \quad (2-57)$$

dacă $Z_s = 0$, rezultă :

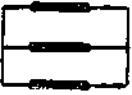
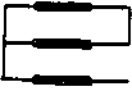
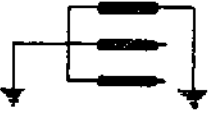
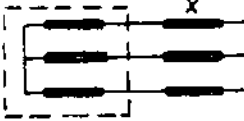
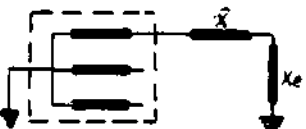


$$T_s' = T_{d0}' \frac{X_d'}{X_d} = T_d' . \quad (2-58)$$

La funcționarea în paralel, cu un sistem de putere infinită :

$$T_s' \approx T_d' = T_{d0}' \frac{X_d' + X_v}{X_d + X_v} , \quad (2-59)$$

unde X_v este reactanța dintre generator și sistem.

Curenții de scurtcircuit și constantele de timp ale

Circuitul	I_k	I'_k
	$\frac{U_1}{X_d}$	$\frac{U_1}{X'_d}$
	$\frac{\sqrt{3} \cdot U_1}{X_d + X_2}$	$\frac{\sqrt{3} U_1}{X'_d + X_2}$
	$\frac{3 U_1}{X_d + X_2 + X_0}$	$\frac{3 U_1}{X'_d + X_2 + X_0}$
	$\frac{\sqrt{3} U_1}{X_d + X_2 + 2X}$	$\frac{\sqrt{3} U_1}{X'_d + X_2 + 2X}$
	$\frac{3 U_1}{X_d + X_2 + X_0 + 3 (X + X_e)}$	Similar
	$\frac{U_1}{X_d}$	
	$\frac{3 U_1}{X_d + X_2 + X_0}$	

2.6.4. Excitația generatoarelor electrice

Excitatoarele generatoarelor electrice (mașini sincrone) sînt reprezentate prin generatoare de curent continuu (ce pot fi cu autoexcitație, cu excitație independentă), sau prin instalații de redresoare. În ceea ce privește variația curentului de excitație în rotorul generatorului, care influențează direct reglajul

TABELUL 2.10

generatoarelor electrice la diverse scurtcircuite.

I_k''	T_d'	T_d''	T_a
$\frac{U_1}{X_d''}$	$T_{d_0}' \frac{X_d'}{X_d}$	$T_{d_0}'' \frac{X_d''}{X_d}$	T_a
$\frac{\sqrt{3} U_1}{X_d'' + X_2}$	$T_{d_0}' \frac{X_d' + X_2}{X_d + X_2}$	$T_{d_0}'' \frac{X_d'' + X_2}{X_d + X_2}$	T_a
$\frac{3 U_1}{X_d'' + X_2 + X_0}$	$T_{d_0}' \frac{X_d' + X_2 + X_0}{X_d + X_2 + X_0}$	$T_{d_0}'' \frac{X_d'' + X_2 + X_0}{X_d + X_2 + X_0}$	$T_a \frac{2X_2 + X_0}{3X_2}$
$\frac{\sqrt{3} U_1}{X_d'' + X_2 + 2X}$	$T_{d_0}' \frac{X_d' + X_2 + 2X}{X_d + X_2 + 2X}$	$T_{d_0}'' \frac{X_d'' + X_2 + 2X}{X_d + X_2 + 2X}$	
Similar			

În cazul generatorului monofazat :

$$X_{de} = \frac{X_d + X_2}{\sqrt{3}}; \quad X_{de}' = \frac{X_d' + X_2}{\sqrt{3}}; \quad X_{de}'' = \frac{X_d'' + X_2}{\sqrt{3}}$$

unde reactanțele X_d , X_d' și X_d'' se calculează cu aceleași formule ca pentru generator trifazat, cu același curent nominal și tensiune între faze.

tensiunii pe generator, poate fi asigurată manual, sau cu reglatoare de tensiune. Eficiența reglării tensiunii depinde de :

— viteza de excitație, adică de creșterea medie a tensiunii de excitație pe secundă, în comparație cu tensiunea de excitație la sarcina nominală a generatorului ;

— capacitatea de excitație, adică de raportul dintre tensiunea electromotoare de excitație maximă (E_{max}) ce poate fi atinsă și tensiunea electromotoare nominală ;

TABELUL 2.11

Valori privind excitația generatoarelor

Viteza de excitație (valori medii) $V = \frac{d}{de} \left(\frac{E}{E_N} \right)$	Capacitatea de excitație E_{\max}/E_N
Excitatoare cu autoexcitație . . . 0,2 ÷ 0,3	Generatoare cu capacitate de excitație standardizată $\approx 1,3$
Excitatoare cu excitație independentă . 0,8	Generatoare pentru condiție de stabilitate mărită . . . $\approx 1,5 \div 1,6$
Dispozitive pentru forțarea excitației 1,2–1,5	Generatoare pentru sarcini reactive aplicate brusc . . . $\approx 2,0$
Excitație prin redresoare >5	

— constantele de timp pentru mers în gol (T'_{d0}) respectiv în sarcină (T'_s) ale generatorului.

Tabelul 2.11 indică vitezele de excitație și capacitatea de excitație a diferitelor tipuri de excitatoare.

2.6.5. Funcționarea generatoarelor electrice

Generatorul electric poate funcționa independent, alimentînd singur unul sau mai mulți consumatori, sau poate funcționa în paralel cu unul sau mai multe generatoare. În condițiile energetice actuale, se funcționează practic numai în paralel cu generatoarele electrice din sistemul energetic. Pentru ca două generatoare să poată funcționa în paralel, trebuie să satisfacă următoarele condiții (sau un generator cu un sistem):

- valoarea eficace a tensiunilor celor două generatoare să fie aceeași;
- frecvența — și în consecință perioada tensiunilor — celor două generatoare să fie aceeași;
- tensiunile celor două generatoare trebuie să fie în fază;
- ordinea de succesiune a fazelor tensiunii celor două generatoare să fie aceeași.

Operația de cuplare în paralel a două generatoare, sau a unui generator, cu sistemul energetic (totalitatea generatoarelor interconectate aflate în funcționare la un moment dat) se numește *sincronizare*.

Sincronizarea se poate executa *precis* (realizîndu-se fie manual, fie automat), sau se poate executa prin *autosincronizare*. Sincronizarea precisă se execută în urma efectuării următoarelor operațiuni preliminare:

— realizarea egalității între tensiunea eficace a generatorului ce se cuplează și tensiunea eficace a barelor sistemului. În acest scop se acționează asupra excitației generatorului;

— realizarea egalității între frecvența generatorului și frecvența barelor în care scop se acționează asupra admisiei motorului primar;

— se alege în mod corespunzător succesiunea fazelor (încă de la prima punere în funcțiune) și se urmărește la sincronoscop (sau cu ajutorul lămpilor) realizarea egalității între tensiunile instantanee ale fazelor generatorului și cele ale fazelor corespunzătoare de pe bare, moment în care defazajul este zero și întreruptorul generatorului se cuplează. Impulsul de cuplare poate fi dat manual, sau de instalațiile de sincronizare automată.

Cuplarea prin autosincronizare se utilizează mult mai rar și se recomandă a fi folosită numai la hidrogeneratoare și la turbogeneratoarele ce funcționează bloc cu transformatoarele ridicătoare. Ordinea operațiilor de cuplare la auto-sincronizare este :

— se închide înfășurarea de excitație a generatorului pe rezistențele de stingere ale cimpului magnetic ;

— se accelerează generatorul neexcitat pînă aproape de turația de sincronism (o diferență de cel mult 2—3 %) ;

— se închide întreruptorul generatorului și se deconectează automat rezistența de stingere, punîndu-se simultan în funcțiune dispozitivul de reglare automată a tensiunii ; mașina funcționează în primele momente ca un motor asincron și apoi, după apariția excitației, este atrasă în anasincronism, trecînd în regim de generator sincron.

Stabilitatea funcționării în paralel a generatoarelor prezintă două aspecte :

— *stabilitate statică* — ce se referă la regimul micilor oscilații (din jurul unui punct de funcționare) provocate, de exemplu, de variația lentă a sarcinii ;

— *stabilitate dinamică* — ce se referă la regimul marilor oscilații provocate de obicei de perturbații apărute în funcționare : un scurtcircuit, deconectarea bruscă a unui generator de la sistem, conectarea bruscă a unui consumator important etc.

Puterea activă (P_a) debitată de generator pe bare, în regim staționar de funcționare, este aproximativ :

$$P_a \approx \frac{E_0 \cdot U_1}{X_d} \sin \delta, \quad (2-60)$$

unde :

E este tensiunea electromotoare a generatorului la mersul în gol al generatorului, în V ;

U_1 — tensiunea pe fază a generatorului, în V ;

X_d — reactanța sincronă longitudinală, în Ω ;

δ — unghiul de decalaj între tensiunea electromotoare (E_0) și tensiunea (U_1).

Unghiul δ reprezintă decalajul dintre polii magnetici ai rotorului și polii cimpului învîrtitor ai statorului și, în regim stabil de funcționare, are o valoare constantă.

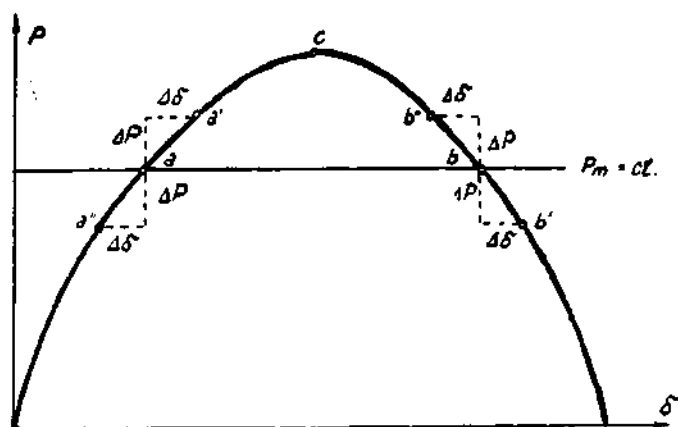


Fig. 2.48. Variația puterii generatorului în funcție de unghiul δ .

Figura 2.48 prezintă variația puterii active a generatorului în funcție de unghiul δ . Punctele de intersecție a și b ale curbei (P_a) cu dreapta (P_m) ce reprezintă puterea mecanică la arborele mașinii dezvoltată de motorul primar indică cele două regimuri posibile de funcționare. Se constată că numai punctul a permite o funcționare stabilă a generatorului, criteriul de stabilitate statică fiind :

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0. \quad (2-61)$$

Din diagrama de funcționare a generatorului care debitează pe bare de putere infinită (fig. 2.49), se observă că pentru $\delta=90^\circ$ se obține $\varphi=0$, ceea ce înseamnă că la factorul de putere 1 stabilitatea statică a generatorului este redusă.

Se definește *coeficientul de stabilitate statică* (K_s) ca fiind raportul dintre puterea maximă (P_c) și puterea debitată (P_a) (conf. fig. 2.48) :

$$K_s = \frac{P_c}{P_a}. \quad (2-62)$$

În practică, $K_s=1,1-1,2$.

Caracteristicile constructive ale generatorului influențează stabilitatea statică prin valorile reactanțelor sincrone X_d și X_q și prin raportul de scurt-circuit, iar stabilitatea dinamică prin valoarea reactanței tranzitorie longitudinale X'_d . Pentru creșterea în exploatare a stabilității statice, și mai ales a stabilității dinamice, se iau măsuri ca : forțarea excitației, funcționarea rapidă a protecțiilor, introducerea reanclanșării automate rapide etc.

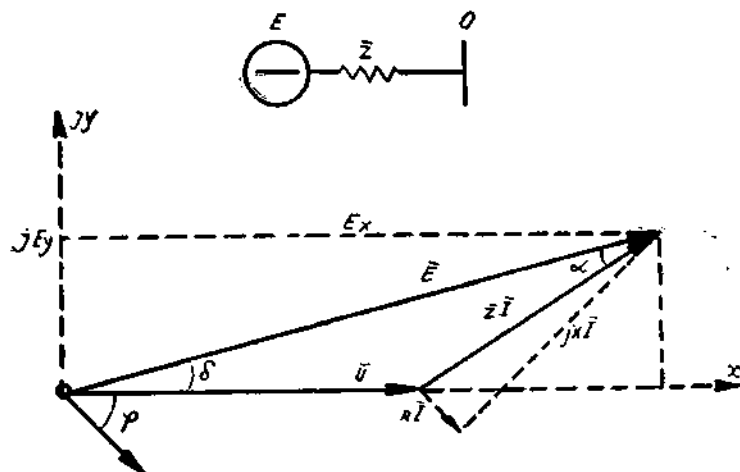


Fig. 2.49. Diagrama de funcționare a generatorului care debitează pe bare de putere infinită.

2.6.6. Generatoarele de curent continuu

Ecuția de funcționare a generatorului de curent continuu (fig. 2.50).

$$R_A \cdot I_A + \Delta U_p + U_A = E, \quad (2-63)$$

unde :

E este tensiunea electromotoare, în V ;

U_A — tensiunea la borne, în V ;

ΔU_p — căderea de tensiune la perii ;

I_A — curentul în generator, în A ;

R_A — rezistența indusului, în Ω .

Tensiunea electromotoare E este dată de relația :

$$E = \frac{p \cdot N \cdot n}{a} \Phi = K_e \cdot n \cdot \Phi, \quad (2-64)$$

în care :

p este numărul de perechi de poli ;

a — numărul de căi de curent ;

N — numărul total de conductoare din creștături ;

n — turația, în rotații pe secundă ;

Φ — fluxul de excitație ;

$$K_e = \frac{p \cdot N}{a}.$$

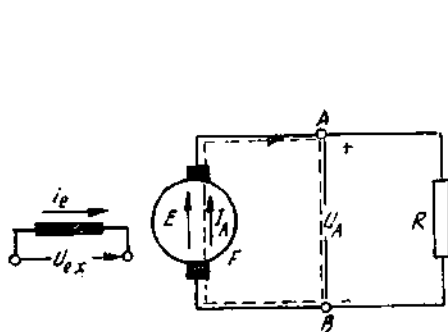


Fig. 2.50. Schema de principiu a mașinii de curent continuu: generator.

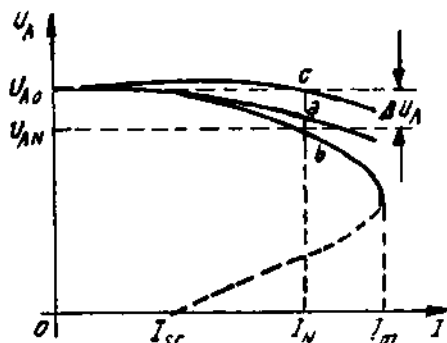


Fig. 2.51. Caracteristicile externe ale generatorului de curent continuu, cu excitație:

a — separată; b — în derivație;
c — compound (mixtă).

Puterea electromagnetică:

$$P = M \cdot \Omega = E \cdot I_A = \frac{p}{a} \cdot N \cdot \Phi \cdot I_A \cdot n, \quad (2-65)$$

unde:

$$M = \frac{p}{2a} \cdot N \cdot \Phi \cdot I_A \text{ — cuplul electromagnetic, în Nm;}$$

Ω — viteza unghiulară, în rad/s.

Tensiunea la bornele generatorului de curent continuu:

$$U_1 = E - R_1 I_A - \Delta U_p \quad [\text{V}]. \quad (2-66)$$

Fluxul de excitație depinde de curentul de excitație prin caracteristica magnetică a mașinii și reprezintă curba de mers în gol. La mersul în gol, tensiunea electromotoare este egală cu tensiunea la borne. La funcționarea în sarcină, tensiunea la borne scade cu câteva procente. La generatoarele cu excitație în derivație această scădere este mai mare, pentru că la scurt-circuit tensiunea mașinii la borne să fie zero (fig. 2.51). Pentru compensarea căderii de tensiune se poate utiliza o excitație suplimentară serie (excitație mixtă) care să asigure o tensiune la borne aproximativ constantă.

2.7. SCHEMELE ELECTRICE ALE CENTRALELOR ȘI STAȚIILOR ELECTRICE

O schemă electrică de conexiuni reprezintă legăturile dintre elementele unui circuit electric.

Schemele de conexiuni pot fi clasificate astfel:

1. *Schemele electrice ale circuitelor principale*, în care sînt reprezentate mașinile și aparatele principale și legăturile dintre ele (generatoare, transformatoare, întreruptoare, separatoare etc.).

2. *Schemele electrice ale circuitelor secundare*, în care sînt reprezentate aparatele și dispozitivele auxiliare (reductoare de curent și tensiune; aparate de

măsură și dispozitivele de protecție prin relee ; dispozitive de comandă, semnalizare etc.).

După modul de execuție și după complexitate, schemele de conexiuni pot fi :

- *scheme monofazate*, în care se reprezintă elementele unei singure faze, presupunându-se că elementele celorlalte două faze sînt identice ;
- *scheme electrice trifazate*, în care sînt reprezentate elementele și legăturile corespunzătoare celor trei faze ;
- *scheme electrice de montaj* pe care sînt reprezentate toate elementele instalației și legăturile dintre ele, într-o corespondență precisă cu amplasarea lor în teren.

Criteriile tehnico-economice pentru alegerea schemelor electrice de conexiuni se stabilesc în funcție de tensiunea nominală a instalațiilor electrice, de condițiile de funcționare ale sistemului electroenergetic, de caracteristicile consumatorilor, de caracteristicile și calitatea echipamentelor utilizate, de condițiile de amplasare pe teren, de mărimea investițiilor și a cheltuielilor de exploatare anuale, de gradul de siguranță în funcționare.

Schemele electrice de conexiuni alese pentru centralele și stațiile electrice trebuie să satisfacă următoarele condiții :

— *Siguranța* în funcționare a instalației, adică proprietatea schemei de a asigura alimentarea continuă și economică a consumatorilor la parametrii impuși de condițiile de exploatare date. Mărirea siguranței în funcționare se realizează printr-o serie de măsuri tehnice ca : utilizarea de aparataj perfecționat pentru eliminarea cit mai rapidă a deranjamentelor, divizarea instalației în mai multe secțiuni, prevederea unor instalații de rezervă etc. Să nu se tragă greșit concluzia că o schemă cu cit este mai bogată este și mai sigură ; fiecare aparat nou introdus în schemă poate constitui, el însuși, o sursă de avarie.

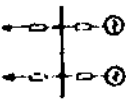
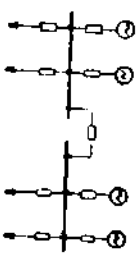
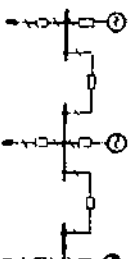
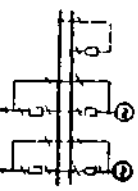
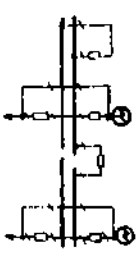
— *Elasticitatea* în funcționare a instalației, adică elaborarea unei astfel de scheme de conexiuni care să poată fi adaptată ușor, fără întreruperea consumatorilor — chiar pentru scurtă durată —, la diferite regimuri de funcționare. Astfel, schema trebuie să permită trecerea consumatorilor de pe o sursă de alimentare pe alta, sau scoaterea din funcție a unei părți de instalație fără perturbarea restului de instalații rămase în funcțiune.

— *Economicitatea* schemei. Alegerea definitivă a schemelor care satisfac condițiile de siguranță și elasticitate este determinată de economicitatea lor. Economicitatea unei scheme trebuie apreciată avîndu-se în vedere funcționarea sistemului electroenergetic în ansamblu, pentru a vedea care sînt căile pentru obținerea unui efort economic maxim. Trebuie să se țină seama de pagubele produse consumatorilor datorită întreruperii alimentării cu energie electrică. Pe baza calculelor tehnico-economice se pot trage concluzii, dacă este mai economic să se facă investiții suplimentare pentru mărirea siguranței de funcționare, sau este mai economic să se admită uneori întreruperi — pe timp limitat — în alimentarea cu energie electrică a unor consumatori mai importanți.

În tabelul 2.12 sînt arătate principalele tipuri de scheme de conexiuni folosite în centralele și stațiile electrice, cu indicarea numărului de aparate de conexiune folosite și a observațiilor privind utilizarea lor.

TABELUL 2.12

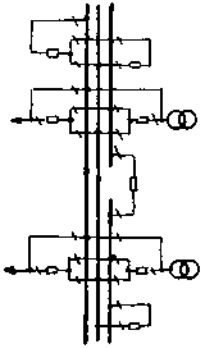
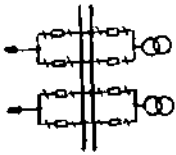
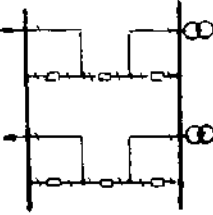
Principalele tipuri de scheme de conexiuni folosite în centralele și stațiile electrice

Denumirea schemei de conexiune	Schița schemei de conexiune (conținând n_L celule de linie și n_T celule de generator sau transformator)	Numărul de intrucupoare n_i	Numărul de separatoare n_s	Observații
Schema cu bară colectoare simplă nesectionată		$n_i = n_L + n_T$	$n_s = 2n_L + n_T$	Schemă foarte nesigură; se folosește la centrale electrice de puteri foarte mici
Schema cu bară colectoare simplă cu două secții longitudinale		$n_i = n_L + n_T + 1$	$n_s = 2n_L + n_T + 2$	Schemă funcționare cu cuplă deschisă, reduce curenții de scurtcircuit. Se utilizează la centralele și stațiile electrice de puteri mici
Schema cu bară colectoare simplă cu trei secții longitudinale		$n_i = n_L + n_T + 2$	$n_s = 2n_L + n_T + 4$	Schemă relativ sigură, recomandat de folosit în cazul centralelor și stațiilor cu un număr mare de plecări și generatoare (transformatoare)
Schema cu bară colectoare simplă nesectionată și bară de transfer		$n_i = n_L + n_T + 1$	$n_s = 3n_L + 3n_T + 2$	Schemă este elastică, permițând cu ușurință revizia întrerupătoarelor fără afectarea consumatorilor. Se utilizează la stațiile și centralele de puteri relativ mici
Schema cu bară colectoare simplă cu două secții longitudinale și bară de transfer		$n_i = n_L + n_T + 2$	$n_s = 3n_L + 3n_T + 4$	Idem dar cu un grad de siguranță mărit


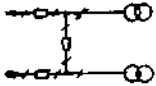
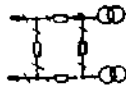

TABELUL 2.12 (continuare)

Denumirea schemei de conexiune	Schița schemei de conexiune (conținând n_L celule de linie și n_T celule de generator sau transformator)	Numărul de intreruptoare n_i	Numărul de separatoare n_s	Observații
Schema cu bare colectoare duble nesectionate		$n_i = n_L + n_T + 1$	$n_s = 3n_L + 2n_T + 2$	Schemă sigură, economică și destul de elastică. Este larg folosită la stațiile și centralele de 20–100 kV cu un număr mare de plecări
Schema cu bare colectoare duble cu două secții longitudinale		$n_i = n_L + n_T + 3$	$n_s = 3n_L + 2n_T + 6$	Schemă sigură, economică și elastică; este larg folosită la stațiile de 110 kV
Schema cu bare colectoare duble cu trei secții longitudinale		$n_i = n_L + n_T + 5$	$n_s = 3n_L + 2n_T + 1$	Dubla secționare este impusă de numărul mare de plecări și din dorința de a crește gradul de siguranță
Schema cu bare colectoare duble nesectionate și bară de transfer		$n_i = n_L + n_T + 2$	$n_s = 4n_L + 4n_T + 5$	Schemă foarte larg folosită la stațiile de 110 și 220 kV din sistem. Satisface cerințele de siguranță, economie și elasticitate

TABELUL 2.12 (continuare)

Denumirea schemei de conexiune	Schiza schemei de conexiune (conținând n_L celule de linie și n_T celule de generator sau transformator)	Numărul de interruptoare n_i	Numărul de separatoare n_s	Observații
Scheme cu bare colectoare duble cu două secții longitudinale și bară de transfer		$n_i = n_L + n_T + 4$	$n_s = 4n_L + 4n_T + 9$	Schemă sigură folosită în stațiile nodale din sistem
Schema cu două interruptoare pe fiecare circuit		$n_i = 2n_L + 2n_T$	$n_s = 4n_L + 4n_T$	Schemă foarte sigură utilizată la alimentarea unor consumatori foarte pretențioși sau racordarea de grupuri generatoare de puteri foarte mari
Schema cu 1,5 interruptoare pe fiecare circuit		$n_i = 1,5n_L + 1,5n_T$	$n_s = 4n_L + 4n_T$	Schemă elastică și foarte economică. Se folosește cu succes la stații de 35 și 110 kV

TABELUL 2.12 (continuare)

Denumirea schemei de conexiune	Schita schemei de conexiune (conținând n_L celule de linie și n_T celule de generator sau transformator)	Numărul de întreruptoare n_i	Numărul de separatoare n_s	Observații
Schema H cu legătura transversală către linii		$n_i = 3$	$n_s = 6$	Schemă specifică pentru stații de 20–35/kV și chiar 110 kV cu număr redus de circuite
Schema H cu legătura transversală către transformatoare		$n_i = 3$	$n_s = 8$	Schemă specifică pentru stații de 20–35/kV și chiar 110 kV cu număr redus de circuite
Schema poligonală (patru-later)		$n_i = n_L + n_T$	$n_s = 3n_L + 3n_T$	Schemă prezintă un grad de siguranță mărit, păstrându-și caracterul economic și elastic. Se folosește la stații de 35 și 110 kV
Schema bloc generator-transformator ridicător		Numărul aparatelor de comutație necesare depinde de modul de alimentare a serviciilor proprii și de numărul de înfășurări ale transformatorului		Schemă specifică marilor blocuri generator transformator montat în zone intens poluate. Stația electrică la care se racordează se află la distanță de ordinul 5–20 km în afara zonei poluate

În cazurile cînd, odată cu creșterea puterilor instalate, cresc puterile de scurtcircuit pe barele centralelor și stațiilor electrice, pentru evitarea montării de aparate costisitoare, sau a conductoarelor cu secțiuni exagerat de mari, se pot lua o serie de măsuri pentru limitarea curenților de scurtcircuit, și anume :

a) *Secționarea schemelor electrice.* Funcționîndu-se permanent cu întreruptoarele cuplurilor transversale sau longitudinale deschise, se reduce sigurața de funcționare, se măresc pierderile de energie electrică și căderile de tensiune în rețea, se micșorează stabilitatea sistemului. Se recurge la această măsură numai în cazurile în care, ca urmare a creșterilor sistemelor energetice, puterile de scurtcircuit ale întreruptoarelor în funcțiune sînt depășite. Separarea se face prin secționarea barelor colectoare în punctele nodale ale sistemului, realizîndu-se astfel o configurație a schemelor electrice, care permite mărirea reactanței între surse și locul de scurtcircuit.

b) *Alegerea de transformatoare de forță cu reactanțe mărite.* Această măsură se realizează fie prin folosirea de transformatoare de puteri reduse, de transformatoare cu trei înfășurări, inclusiv înfășurări secționate (în special pentru tensiunea de 6 kv), fie prin folosirea de transformatoare cu tensiunea de scurtcircuit (reactanța) mărită.

c) *Montarea bobinelor de reactanță* în diferite puncte ale schemelor electrice (fig. 2.52). Folosirea bobinelor de reactanță în circuitele electrice, deși este însoțită în regim normal de pierderi de tensiune și energie, prin aportul pe care-l are la limitarea curenților de scurtcircuit, permite alegerea unei scheme electrice de conexiuni mai economice.

În fig. 2.53 ; 2.54 ; 2.55 și 2.56 sînt prezentate schemele electrice de conexiuni a trei centrale electrice reprezentative din România și a unei stații de transformare tipizate de 220 kV.

2.8. SCHEMELE ELECTRICE DE CONEXIUNI PENTRU SERVICII PROPRII ALE CENTRALELOR ELECTRICE

Serviciile proprii ale instalațiilor energetice trebuie să asigure funcționarea acestora la parametrii proiectați, în toate regimurile prevăzute pentru deservirea corectă a consumatorilor, să asigure pornirea rapidă a grupurilor de intervenție și să nu ducă la costuri ridicate ale operațiilor repetate de porniri și opriri. În același timp, serviciile proprii trebuie să asigure revenirea rapidă în exploatare normală a instalațiilor, fără avariarea echipamentelor energetice ce le deservesc, sau în sistemul de servicii proprii. La conceperea, proiectarea și exploatarea serviciilor interne se au în vedere tipul centralei electrice, natura combustibilului folosit, legătura cu sistemul etc. În tabelul 2.13. este indicat consumul total de putere absorbit în serviciile interne ale centralelor electrice de diferite tipuri.

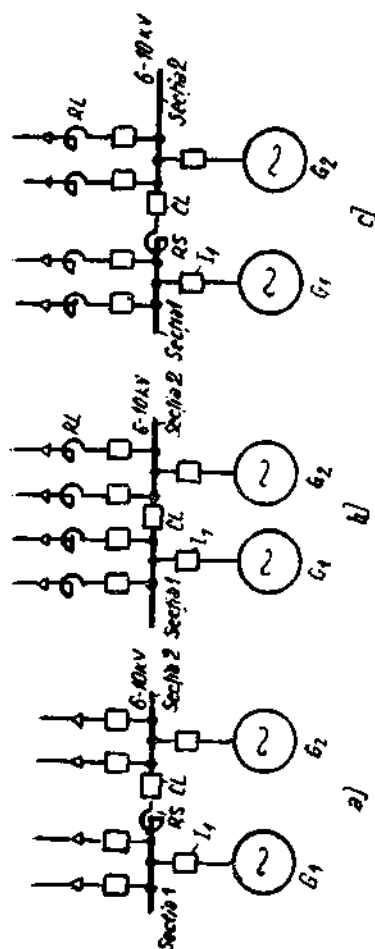


Fig. 2.52. Schema electrică de conexiuni cu folosirea bobinelor de reacțanță.

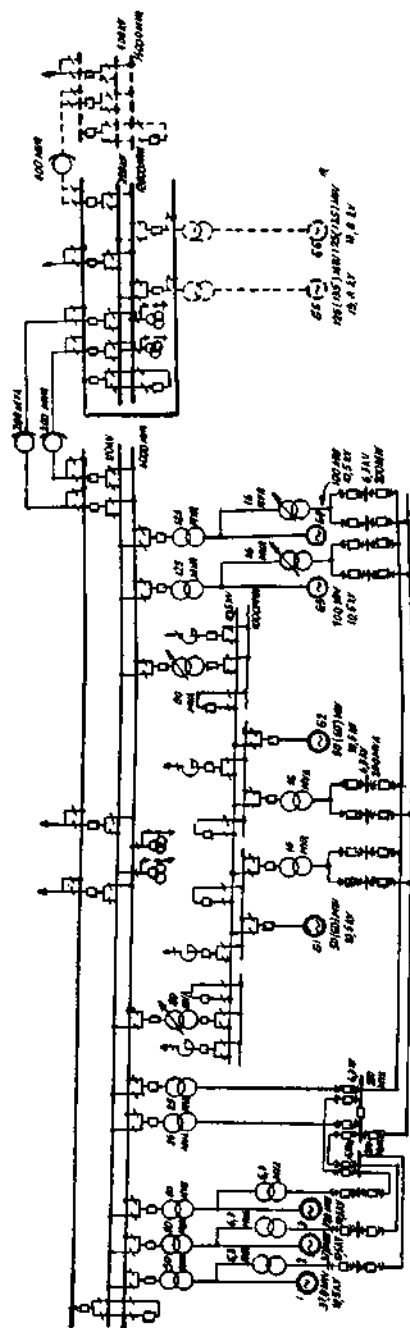


Fig. 2.53. Schema electrică de conexiuni a unei centrale electrice de termoficare și cu turbine cu gaze (București-Sud).

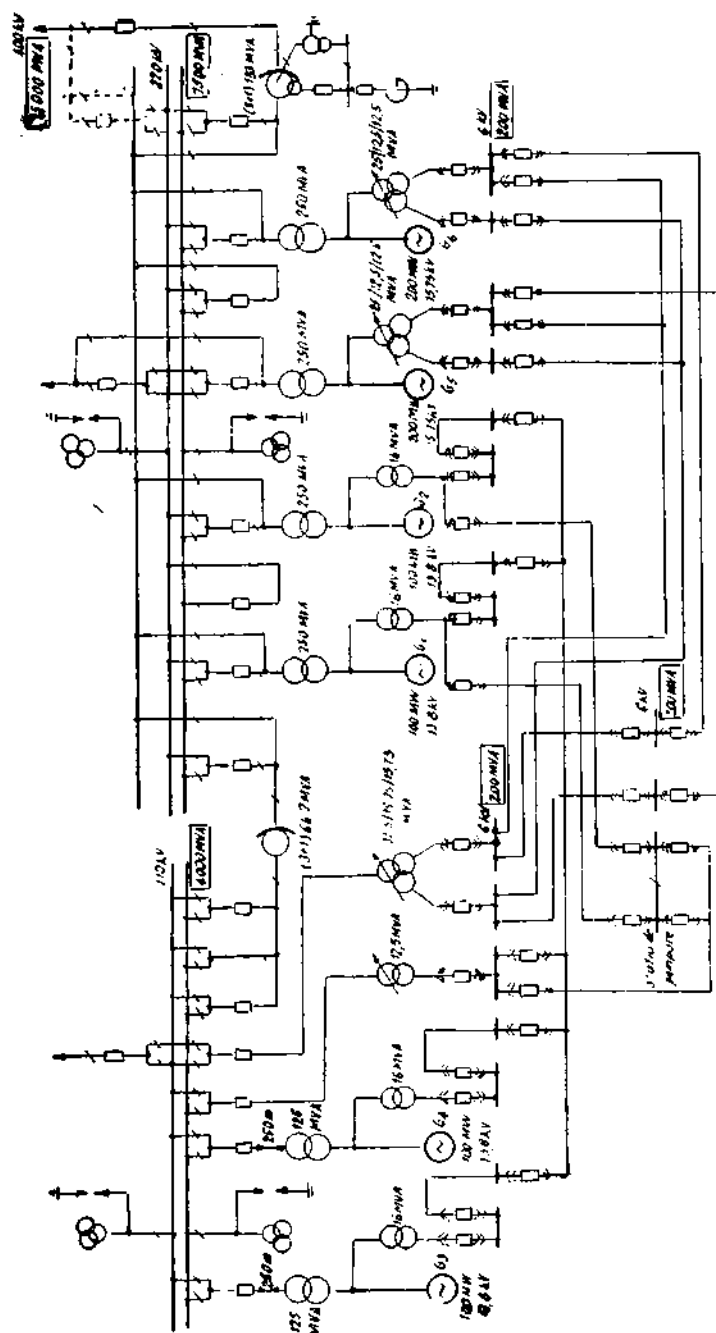


Fig. 2.54. Schema electrică de conexiuni a unei centrale termoelectrice (Ladus).

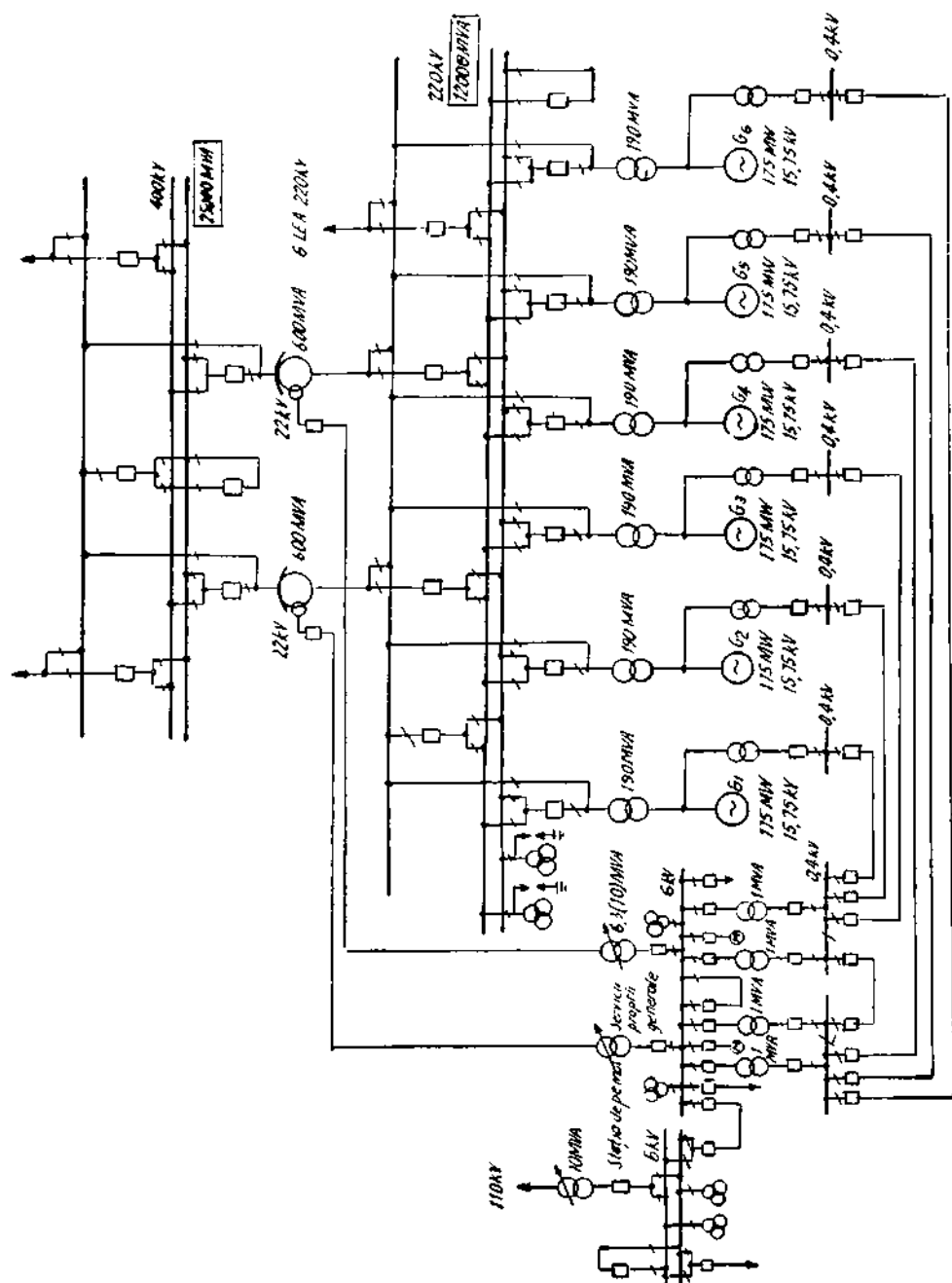


Fig. 2.55. Schema electrică de conexiuni a unei centrale hidro-electrice (Portile de Fier).

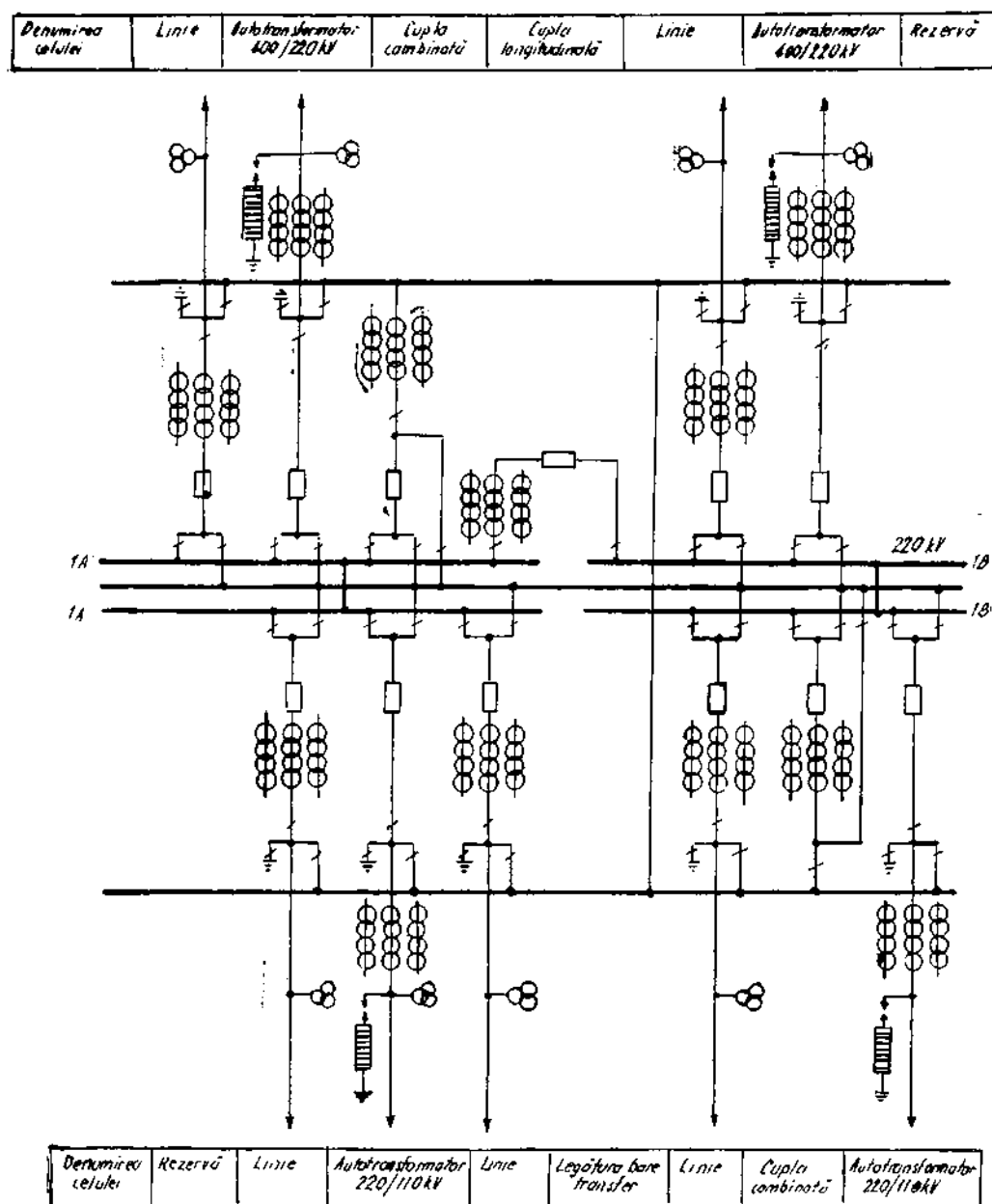


Fig. 2.56. Schema electrică de conexiuni a stațiilor de transformare tipizate de 220 kV.

În cazul centralelor termoelectrice cu turbine cu condensatie și prize de termoficare, consumurile indicate în tabelul 2.13 trebuie majorate cu 30—60 % în funcție de gradul de termoficare, ținând seama de puterea termică echivalentă.

2.8.1. Consumatori, surse și tensiunile de alimentare ale serviciilor interne

Consumatorii serviciilor proprii din centralele și stațiile electrice pot fi clasificați după :

- a) rolul lor în funcționarea instalațiilor: de lucru , de rezervă, intermitente, ocazionale, generale, pe bloc ;
- b) regimul de funcționare ce îl asigură : de funcționare normală, de avarie, de pornire ;
- c) gradul de asigurare al alimentării: vitali, principali, secundari, auxiliari.
- d) agregatele pe care le deservesc : de cazan, turbină, generator, instalații combustibil.

În tabelul 2.14 este prezentată clasificarea consumatorilor de servicii proprii după gradul de asigurare al alimentării lor, iar în tabelul 2.15 este prezentată repartizarea puterii absorbită de serviciile interne, pe diverși consumatori, în centralele termoelectrice cu turbine cu abur cu condensatie.

Sursele de alimentare ale serviciilor proprii pot fi normale, de rezervă, de pornire, de oprire sau de siguranță. Sursele normale alimentează consumatorii grupurilor și consumatorii generali pe întreaga centrală sau stație electrică. Sursa de alimentare de rezervă este aceea care preia alimentarea receptorilor racordați la sursa de alimentare normală în cazul ieșirii acesteia din funcțiune. Sursa de rezervă poate fi afectată de defectele sursei normale sau poate fi independentă. Ea poate fi o sursă distinctă, dacă servește exclusiv ca rezervă, nealimentând în funcționarea normală nici un consumator. În cazul în care sursa este distinctă și independentă, ea este o sursă de siguranță.

Ca surse de alimentare pot fi folosite :

- agregate de turbogeneratoare sau hidrogeneratoare destinate special alimentării serviciilor interne (generator de casă) ;
- generatoare auxiliare, montate pe aceleași axe cu generatoarele principale ale centralei ;
- generatoarele principale : fie prin legături directe, fie prin reactoare sau transformatoare coboritoare ;
- rețeaua sistemului electroenergetic, prin transformatoare coboritoare.

De regulă, alimentarea normală a serviciilor interne se face direct din generatoarele principale, iar alimentarea de rezervă se face din rețeaua sistemului electroenergetic.

În ceea ce privește *tensiunea de alimentare* a serviciilor proprii, se utilizează pentru racordarea consumatorilor și pentru distribuție una sau mai multe

TABELUL 2.13

Consumul serviciilor proprii în diverse centrale electrice

Felul centralei	Factori determinanți		Puterea absolută în % din puterea în funcțiune	Observații
1	2		3	5
Centrale termoelectrice cu turbine cu abur	Combustibil gaze	Circuit de răcire deschis mixt închis	3,5-4,5 4,0-5,5 5,0-6,0	Valorile inferioare se referă la puteri unitare mici (1-25 MW), presiuni joase și medii la cazane, circulație naturală a apei în cazan, cu un drum de circulație a gazelor de ardere mecanică, turnuri de răcire cu tiraj natural, grad redus de automatizare.
	păcură	deschis mixt închis	4,5-5,5 5,0-6,5 6,0-7,0	
	Cărbune pe grătar	deschis mixt închis	7,0-7,5 7,5-8,0 8,0-8,5	Valorile superioare se referă la puteri unitare mari (50-600 MW), presiuni înalte la cazane (100-240 ata), circulație forțată unică sau multiplă la cazane, desprăfuirea gazelor de ardere cu electrofiltre, turnurile de răcire cu ventilație forțată, grad înalt de automatizare
	Cărbune pulverizat superior	deschis mixt închis	4,0-6,0 5,0-7,0 6,0-8,0	
	Lignit (pulverizat)	deschis mixt închis	5,0-7,0 6,0-8,0 7,0-9,0	
Centrale termoelectrice cu turbine cu gaze	Combustibil gaze	Nr. axelor turbinei 1 ax 2 axe	0,8-1,0 1,0-1,2	
	motorină	1 ax 2 axe	1,2-1,8 1,5-2,0	
Centrale termoelectrice cu grupuri Diesel	Combustibil	- Acționarea serviciilor proprii - Circuitul de răcire		Valorile inferioare sînt variabile pentru unitățile de putere mică, cu turație ridicată și acționări mecanice predominante Valorile superioare se referă la: unități mari (puteri unitare >1000 CP), cu turație mică, cu instalații complexe de preparare și transport al combustibilului
	motorină	Acționare mec. Circuit deschis Acționare electrică circuit închis	{2,5-3,0 {3-2,5	
	păcură	Acționare electrică circuit deschis Acționare electrică circuit închis	{4-5 {5-8	

TABELUL 2.13 (continuare)

1	2	3	4	5
Centrale nucleare-electrice	Filiera reactorului GCR AGR HWGCR	Agentul de răcire {Gaz (CO_2 , He)	11-16	Puterea absorbită de serviciile proprii mai depinde de dimensionarea circuitului de răcire (greutatea specifică, cantitatea și viteza agentului de răcire; secțiunile transversale ale fluxului în miezul reactorului, conductele și generatoarele de abur).
	PHWR BHW SGHWR BWR	{Apă (D_2O , H_2O)	5-9	
		Metal (Na, NaK)	6-10	
Centrale hidroelectrice	Centrale pe firul apei ($H=9-30$ m)	Puterea unitară 10-400 MW	2,3-0,9	Valorile inferioare se referă la răcirea cu aer a generatoarelor și ventilația naturală a încăperilor. Valorile superioare se referă la răcirea cu apă pompată a generatoarelor, ventilația artificială a încăperilor tehnologice
	Centrale de derivație supratereane sau subterane ($H=150-900$ m)	Puterea unitară 50-200 MW	0,4-0,25	

trepte de tensiune, valorile fiecărei trepte diferind după țară, furnizorii de echipamente, mecanisme și motoare.

Tensiunea joasă 120-660 V servește pentru alimentarea circuitelor de iluminat (24; 48; 110; 220 V) pentru alimentarea organelor de închidere și reglaj (110; 220; 380 V) a circuitelor de forță (220; 380; 500; 660 V), alimentând motoare cu puteri unitare până la 200 kW.

Tensiunea medie 2-13,8 kV servește pentru alimentarea motoarelor cu puteri unitare de minimum 75 kW (la 3 kV); 150-200 kW (la 6 kV), mergând până la motoare de 6 000-8 000 kW pentru pompele de alimentare.

Valorile maxime de scurtcircuit care se pot admite ca normale în rețelele serviciilor proprii de diferite tensiuni, ținând seama de utilizarea aparatului standardizat și de siguranța pe care acesta o prezintă în exploatare, sint:

20-40 kA	la	220-660 V
100-150 MVA	la	2-3,15 kV
200-400 MVA	la	4-6,9 kV
500-750 MVA	la	10-13,8 kV

2.8.2. Schemele de conexiuni pentru alimentarea serviciilor proprii

Schemele de conexiuni ale serviciilor interne trebuie să satisfacă următoarele condiții:

a) alimentările normale și de rezervă să asigure funcționarea agregatelor, atât separat cât și în ansamblu;

Clasificarea consumatorilor din serviciile proprii ale centralelor electrice.

Categorie, tipul consumatorilor și consecințele nealimentării lor	Condițiile de alimentare și toleranțe	Soluția de alimentare recomandată	Specificarea consumatorilor
1	2	3	4
<p><i>Categoria I</i></p> <p>Consumatori vitali. Întreruperea în alimentare chiar de foarte scurtă durată, afectează grav siguranța utilităților principale și a vieților omenești</p>	<p>Fără întrerupere</p>	<p>Surse de diferite nivele de asigurare, întrerupere și reglaj. Baterii de acumulare, grupuri convertoare, onduleare, grupuri Diesel, toate cu rezervă 100%</p>	<p>Unele acționări. Circuite de reglaj și măsurare. Ventilații tehnologice vitale. Control radiații la CNE, vircare și pompe de ungere. Iluminat de siguranță</p>
<p>a) Garantați</p>	<p>Fără întrerupere sau întreruperi extrem de scurte (30 - 100 ms) Toleranțe: $U_n \pm 1\%$ și $f_n \pm 1\%$. În cazul CNE se admit $U_n \pm 10\%$ și $f_n 2\%$</p>	<p>Surse asigurate, fără întrerupere și reglate. Curent continuu: baterii de acumulare cu 100% rezervă. funcționare continuă. Curent alternativ; convertizoare sau onduleare alimentate de la bateriile de curent continuu, funcționare continuă</p>	<p>Unele elemente ale calculatoarelor - Oprirea reactorului. Pompe de incendiu și de stropire a reactorului. Acționarea agentului de răcire. Ventilație, iluminat și lifuri de persoane în CNE subterane.</p>
<p>b) Esențiali</p>	<p>Admit întreruperi de 2-3 s. Toleranțe: $U_n + 5\%$ $U_n - 15\%$ $f_n \pm 4\%$</p>	<p>Surse asigurate cu întrerupere și neregate. Curent alternativ din sistemul energetic sau grupuri independente cu intervenție automată.</p>	<p>Circuite de reglaj și măsurări tehnologice indispensabile în timpul avariilor.</p>
<p>c) Normali</p>	<p>Admit întreruperi de 15-20 s. Toleranțe: $U_n + 5\%$ $U_n - 15\%$ $f_n \pm 4\%$</p>	<p>Surse neasigurate și neregate cu intervenție automată. Curent alternativ din sistemul energetic sau grupuri independente cu intervenție automată</p>	<p>Circuite de reglaj și măsurări tehnologice indispensabile în timpul avariilor.</p>

1	2	3	4
<p><i>Categoria a II-a</i></p> <p>Consumatori principali. Întreruperi surte afectează direct regimul de funcționare al utilajelor principale</p>	<p>Fără întreruperi sau întreruperi de câteva secunde.</p> <p>Toleranțe: $\pm 5\%$ Un la medie tensiune; $\pm 5\%$ Un; -10% Un la joasă tensiune $+3\%$ Un; -5% Un iluminat $+10\%$ Un; -20% Un la servomotoare -10% Un în caz de avarii -15% Un la porniri de motoare -30% Un la auto-porniri motoare $\pm 2\%$ în regim normal $\pm 5\%$ în în regim de avarii</p>	<p>Curent alternativ prin două căi, din sistemul energetic, cu intervenție automată.</p> <p>O cale poate fi de la generatoarele montate pe axele grupurilor principale sau de la grupuri auxiliare.</p>	<p>Pompe alimentare cazan.</p> <p>Pompe răcire condensator.</p> <p>Ventilatoare de gaze și aer.</p> <p>Compressoare pentru agentul primar.</p> <p>Pompe de evacuare a apei infiltrate.</p> <p>Pompe și ventilatoare ale transformatoarelor.</p> <p>Evacuarea depunerilor radioactive</p>
<p><i>Categoria a III-a</i></p> <p>Consumatori secundari. Întreruperile temporare nu afectează imediat regimul de funcționare al centralei</p>	<p>Se admit întreruperi temporare</p> <p>Toleranțe ca la categoria a II-a</p>	<p>Curent alternativ, prin două căi din sistemul energetic.</p>	<p>Pompe de evacuare a zgurei și cenușei.</p> <p>Compressoare de evacuare apei din focașul rotorului turbinei hidraulice. Pompe de drenaj.</p> <p>Mecanisme de ridicat din încăperi tehnologice. Laboratoare de cercetări.</p>
<p><i>Categoria a IV-a</i></p> <p>Consumatori auxiliari nelegați direct la procesul tehnologic</p>	<p>Se admit întreruperi.</p> <p>Toleranțe: $+10\%$ Un -20% Un $\pm 2\%$ în</p>	<p>Curent alternativ printr-o singură cale din sistemul energetic</p>	<p>Utilaje din laboratoarele și atelierele termocentralei.</p>

TABELUL 2.15

Repartizarea puterii mecanismelor serviciilor proprii la centralele termoelectrice
de diferite puteri și parametri

Puterea MW	Parametrii aburului	CONSUM PROCENTUAL DIN PUTEREA AGREGATULUI IN %								
		Pompa de alimentare a cazanului	Pompe pentru apă de răcire (de circulație)	Ventilație gaze arse și aer ale cazanului	Instalații auxiliare ale turbinelor și generatorului	Instalații pentru pararea cărbunelui și evacuarea cenușei	Restul de instalații auxiliare ale blocului	Consumul propriu total al blocului	Consumul propriu general al centralei	Consumul propriu total al centralei
60	63 at., 450°C	1,9	0,6-1,0	3,8	0,3	0,5	0,4	6,5-6,9	0,9	7,4-7,8
100	105 at., 530-570°C	2,2	0,5-0,7	3,5	0,3	0,4	0,3	6,5-6,7	0,7	7,2-7,4
125	105 at., 530-570°C	2,2	0,5-0,7	3,5	0,3	0,4	0,3	6,5-6,7	0,7	7,2-7,4
200	165 at., 530-570°C	3,0	0,3-0,5	3,3	0,2	0,4	0,25	6,8-7,0	0,65	7,5-7,7
275	165-180 at., 530-570°C	3,0	0,3-0,5	3,3	0,2	0,4	0,2	6,8-7,0	0,6	7,4-7,6
300	165-180 at., 530-570°C	3,0	0,3-0,5	3,2	0,2	0,4	0,2	6,7-6,9	0,6	7,3-7,5
550	165-180 at., 530-570°C	3,0	0,3-0,5	3,2	0,2	0,3	0,2	6,7-6,9	0,5	7,2-7,4
800	165-180 at., 530-570°C	3,0	0,3-0,5	3,2	0,2	0,3	0,1	6,7-6,9	0,4	7,1-7,3

b) în caz de avarie produsă în circuitele interne sau externe ale centralei, schema de conexiune a serviciilor interne să nu atragă deconectarea a mai mult de un agregat;

c) să nu împiedice extinderea obiectivului cu agregate mai puternice;

d) să fie economice.

Pentru alimentarea serviciilor interne se prevede, de regulă, în afară de sursa normală, și o sursă de rezervă, iar pentru consumatorii vitali și o sursă de siguranță, independentă de primele două. Se subliniază că siguranța în exploatare a centralei nu se limitează numai la aspectul alimentării electrice a serviciilor interne, ci ea trebuie extinsă și la nivelul diverselor fluide, prin asigurarea de rezerve, cum sînt:

— rezerve de apă de alimentare în rezervoare tampon;

— rezerve de aer comprimat sub presiune pentru alimentarea dispozitivelor pneumatice;

— rezerve de ulei sub presiune pentru a asigura ungerea turbogeneratoarelor timp de minim 8—15 s, cît poate dura punerea în funcțiune a alimentărilor de rezervă.

La elaborarea schemelor de servicii interne se mai are în vedere și stabilirea următoarelor elemente:

— ierarhizarea surselor și barelor de alimentare în funcție de importanța și rolul consumatorilor;

— circuitele de lucru, de rezervă, legăturile dintre surse și bare și între fiecare dintre bare;

— modul de exploatare a schemei în situații normale și de avarie, sau în cazuri de provizorat;

— posibilitățile de extindere fără modificări și fără a antrena majorarea investițiilor specifice.

Sistemul de alimentare se alege, de regulă, atît la joasă cît și la medei tensiune, cu bare colectoare simple, secționarea lor avînd la bază numărul și importanța agregatelor principale (în special a cazanelor de abur), asigurarea funcționării acestora într-un număr minim sau la sarcină parțială în caz de avarie, limitarea curenților nominali și de scurtcircuit.

Criteriile de repartizare și grupare a consumatorilor în schema electrică de servicii proprii sînt:

— procentul de rezervă care li se asigură în schema tehnologică (de exemplu: pompe și ventilatoare pentru debit de $2 \times 100\%$ sau $3 \times 50\%$);

— modul de exploatare al consumatorilor de rezervă: cu conectare permanentă sau deconectați; conectarea cu AAR (anclanșarea automată a rezervei), în funcție de modificările unui parametru tehnologic sau conectarea manuală;

— realizarea unor procese de pornire și oprire normale, limitarea căderilor de tensiune la porniri și autoporniri, în vederea menținerii în funcțiune a ansamblului instalației;

— limitarea numărului și puterii surselor de alimentare (transformatoare, reactoare), a serviciilor proprii și a plafonului de scurtcircuit din rețeaua aferentă;

— alimentarea cît mai directă de la sursă, prin intermediul unui număr cît mai redus de legături;

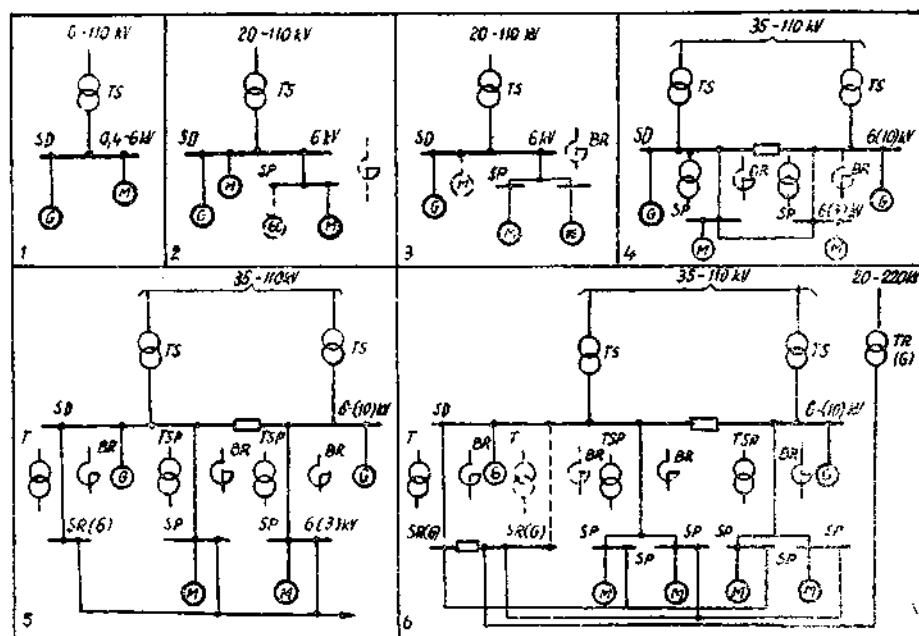
— asigurarea funcționării centralei, chiar cu o sarcină redusă, la defecte în rețeaua serviciilor interne proprii sau cea a sistemului energetic;

— posibilitatea scoaterii în revizie sau reparație a unei părți din echipamentul tehnologic, fără a produce perturbări în funcționarea restului instalației. Se recomandă a se repartiza pe bare separate consumatorii care pot asigura fiecare peste 50% din productivitatea instalației ce o deservesc (de exemplu: pompe alimentare, pompe de circulație, ventilatoare de aer și gaze etc.).

Consumatorii aparținând diferitelor categorii (vitali, principali, secundari, auxiliari) se grupează, de obicei, pe bare distincte, spre a se evita influențarea lor reciprocă, ținând seama și de posibilitatea alimentării lor din surse diferite. Separarea pe bare distincte a consumatorilor vitali, respectiv a celor auxiliari este categorică. Se admite însă — de la caz la caz — gruparea pe aceeași bară a consumatorilor principali cu cei secundari. Receptorii care servesc un ansamblu de echipamente producătoare de energie se grupează, în general, pe aceeași secție de bare. La CNE și la CTE cu abur, echipate cu agregate complexe, consumatorii vitali se grupează pe bare distincte,

TABELUL 2.16

Variante de scheme elementare pentru alimentarea serviciilor proprii din centralele electrice cu bare de distribuție la tensiunea generatorului



Notatii: G — generatorul principal; GC — grup de servicii proprii; TS — transformator de rețea; TSP — transformator de servicii proprii; BR — bobină de reactanță; SD — stație de distribuție; SP — stație de servicii proprii; M — motor electric; SR(G) — stație de servicii proprii de rezervă (și generală); T — transformator de rezervă (și de servicii proprii generale)

care își mențin funcționarea prin alimentarea de la grupuri de intervenție în cazul pierderii alimentării normale.

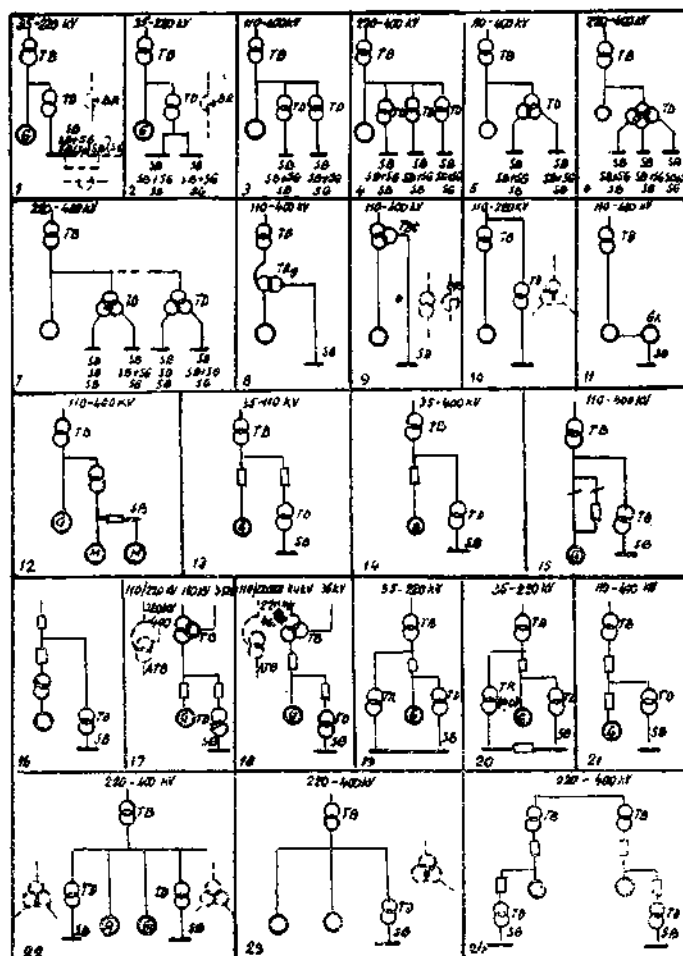
Tipurile de scheme folosite pentru alimentarea serviciilor interne sînt:

1) Scheme pentru centrale cu bare colectoare la tensiunea generatoarelor (tabelul 2.16).

Se folosesc la centrale cu puteri de maxim 60—100 MW.

TABELUL 2.17

Variante de scheme elementare pentru alimentarea de lucru a serviciilor proprii de bloc.



Notății: ATB — autotransformator de bloc; T — turbină; P — pompă; V — ventilator; R — de rezervă; P, O — de pornire și de oprire; G — generator principal; GR — generator de servicii proprii; GC — grup de servicii proprii; TB — transformator de bloc; TD — idem, de servicii proprii ale blocului (de derivație); TRg — idem, de reglaj; TBt — cu terțiar; TS — idem, de stație; BR — bobină de reacțanță; SB — secție de bloc; SG — secție generală; M — motor electric.

2) *Scheme pentru centrale cu blocuri generator-transformator*, ce sînt caracteristice pentru centralele de orice tip, cu grupuri de puteri unitare mici (de la 12—16 MW), pînă la puteri foarte mari (300—1 000 MW). Caracteristic acestor scheme este modul de alimentare a serviciilor interne de bloc (tabelul 2.17), al serviciilor interne generale (tabelul 2.18) și al alimentărilor de rezervă (tabelul 2.19), atît în funcționarea normală și de avarie cît și în timpul proceselor de pornire și oprire a agregatelor centralei.

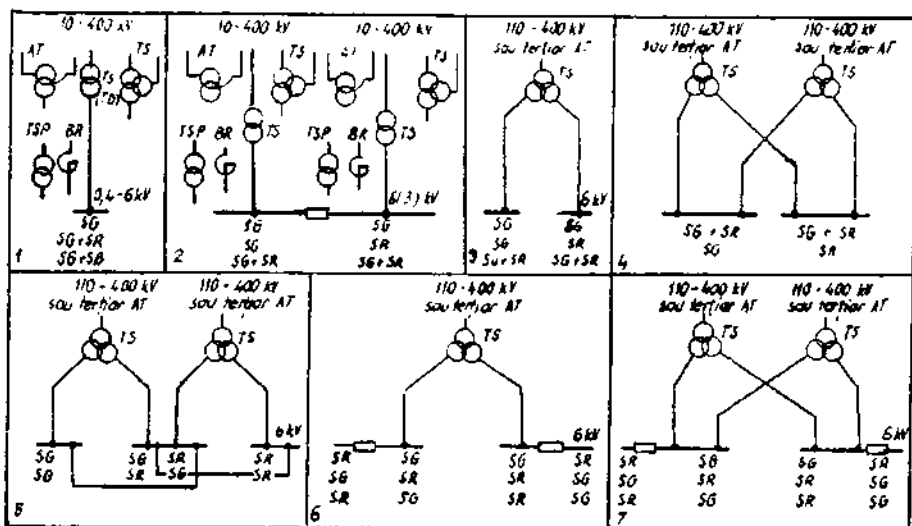
3) *Scheme pentru alimentarea serviciilor proprii de joasă tensiune*, care repetă, de regulă, schema de alimentare a serviciilor proprii de medie tensiune (tabelul 2.20).

Pentru iluminatul centralelor electrice se folosesc transformatoare distincte, de regulă în conexiunea zig-zag, în scopul evitării variațiilor de tensiune în rețeaua de iluminat la efectuarea conectării și deconectării motoarelor.

4) *Scheme pentru alimentarea consumatorilor vitali ale serviciilor proprii*. Au o largă aplicare în centralele nucleare-electrice, centralele termoelectrice și centralele hidroelectrice, în care un mare număr de consumatori necesită alimentări de siguranță în curent continuu. Consumatorii vitali se grupează pe secții distincte spre periferia schemei serviciilor interne, pentru a se putea deconecta de aceasta fără perturbări și a se putea conecta pe surse de alimentare independente.

TABELUL 2.18

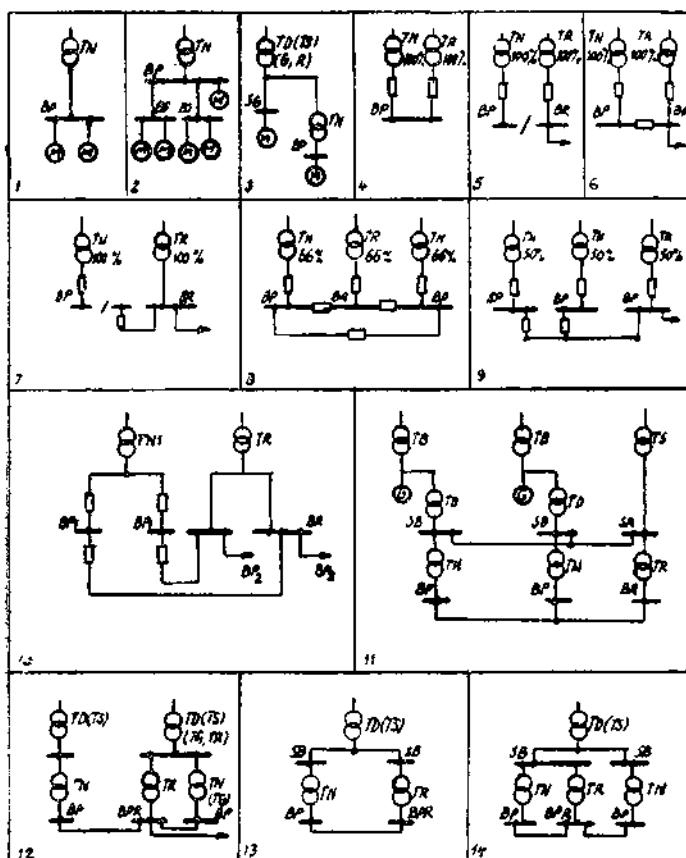
Varianțe de scheme elementare pentru alimentarea serviciilor proprii generale ale centralelor cu blocuri generator-transformator.



Notății: TS — transformatoare de rețea; TD — de servicii proprii ale blocului (de derivație); TSP — de servicii proprii; AT — autotransformator; SG — stație de servicii proprii generală; SR — de rezervă; SB — de bloc.

TABELUL 2.19

Varianțe de scheme elementare pentru alimentările de rezervă ale serviciilor proprii din centralele cu blocuri generator-transformator.



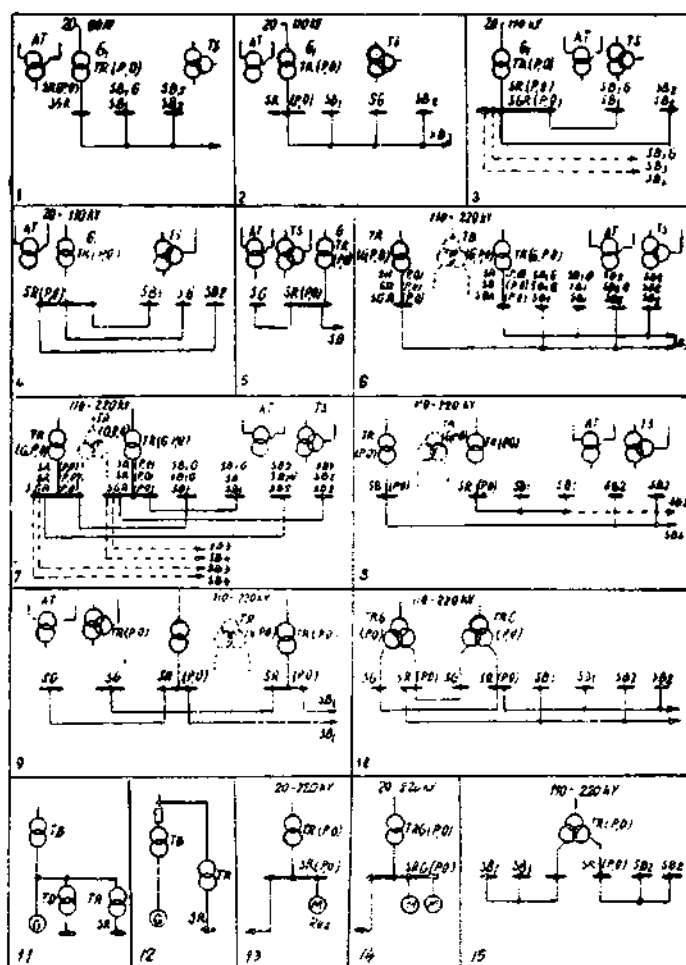
Notații: G — generator principal; TB, TD, TR, TP — transformatoare de bloc, de servicii proprii ale blocului, de rezervă; P, O — idem de pornire, de oprire; G — idem de servicii proprii generale; SB, SR, SRe, SG — stații deservicii proprii de bloc, de rezervă, pentru consumatori de rezervă, de servicii proprii generale; M — motor electric.

Pentru elaborarea schemei de alimentare a consumatorilor vitali se folosesc soluțiile următoare:

- utilizarea aceleiași rețele de servicii proprii;
- crearea unei rețele independente;
- crearea unei rețele parțiale independente, soluție ce are cea mai largă utilizare.

TABELUL 2.20

Scheme pentru alimentarea serviciilor proprii de joasă tensiune



Notatii: TN, TR, TD, TG — transformatoare de lucru, de rezervă, de servicii proprii ale blocului, generale; BP — bară principală; BS — bară secundară; BR — bară de rezervă; SB — secție de bloc; SR — secție de rezervă; G — generator principal.

La aceste scheme se prevede automatizarea conectării de pe sursa normală pe cea de rezervă, reglarea automată a tensiunii agregatelor de rezervă și posibilitatea sincronizării surselor care urmează să funcționeze în paralel.

În practică se realizează:

a) Scheme de alimentare prin grupuri Diesel, în diferite variante (fig. 2.57)
b) Scheme de alimentare prin grupuri motor-generator, cu alimentarea permanentă a motorului din bateria de acumuloare, funcționând ca tampon cu tiristoare (fig. 2.58).

c) Schema de alimentare prin onduloare alimentate din baterii de acumuloare, funcționând în tampon cu redresoarele (fig. 2.59). Aceste scheme se folosesc mai ales la consumatorii ce nu suportă variații de frecvență și tensiune (calculatoare electronice, tahyperturbografe, dispozitive control flacără la cazane, emițătoare de telemăsură, aparate de măsură de precizie din CNE). În cazul când consumatorii vitali au alimentarea de rezervă în curent continuu, racordarea lor se face direct de pe barele de curent continuu, alimentate din bateriile de acumuloare.

Figurile 2.60 ; 2.61 ; 2.62 ; 2.63 ; 2.64 reprezintă diferite scheme de conexiuni pentru servicii interne folosite la termocentrale de termoficare, centrale nucleare electrice și hidrocentrale.

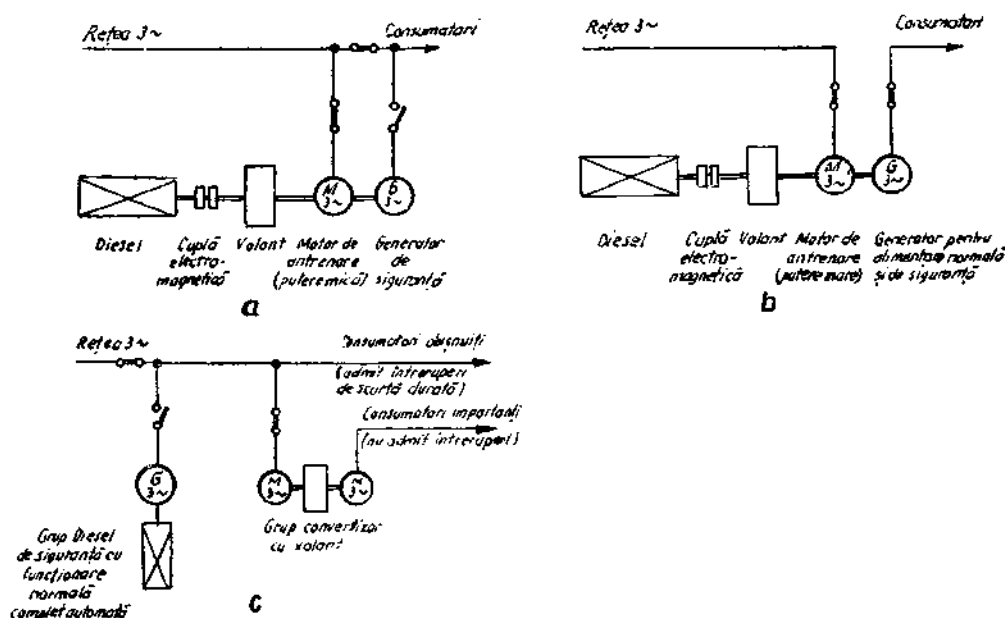


Fig. 2.57. Variante de scheme de alimentare a consumatorilor de categoria I prin grup Diesel:

a — grup de intervenție rapidă; b — grup de intervenție instantanee; c — grup convertizor cu volant lucrând împreună cu grupul Diesel.

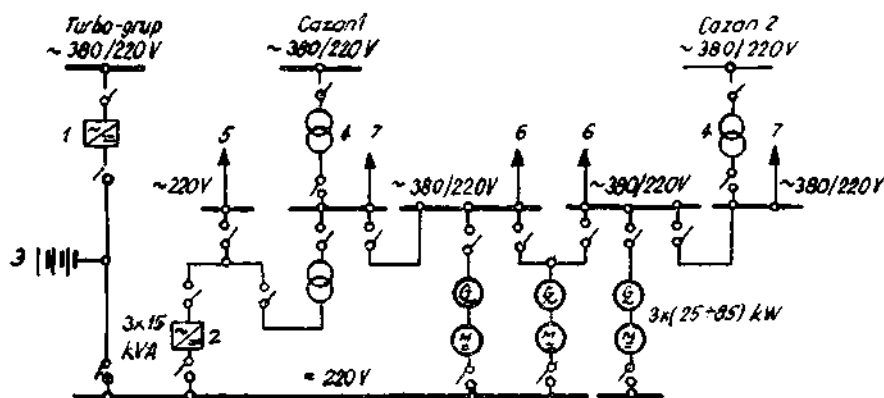


Fig. 2.58. Schemă de alimentare a consumatorilor vitali decurent alternativ aferenți grupurilor de 60-300 MW, fără grup Diesel:

1 — redresor; 2 — onduloare; 3 — baterie; 4 — transformator de izolare; 5 — consumatori ce admit întreruperi ≤ 100 ms; 6 — consumatori ce admit întreruperi ≤ 2 s; 7 — consumatori ce admit întreruperi ≥ 2 s.

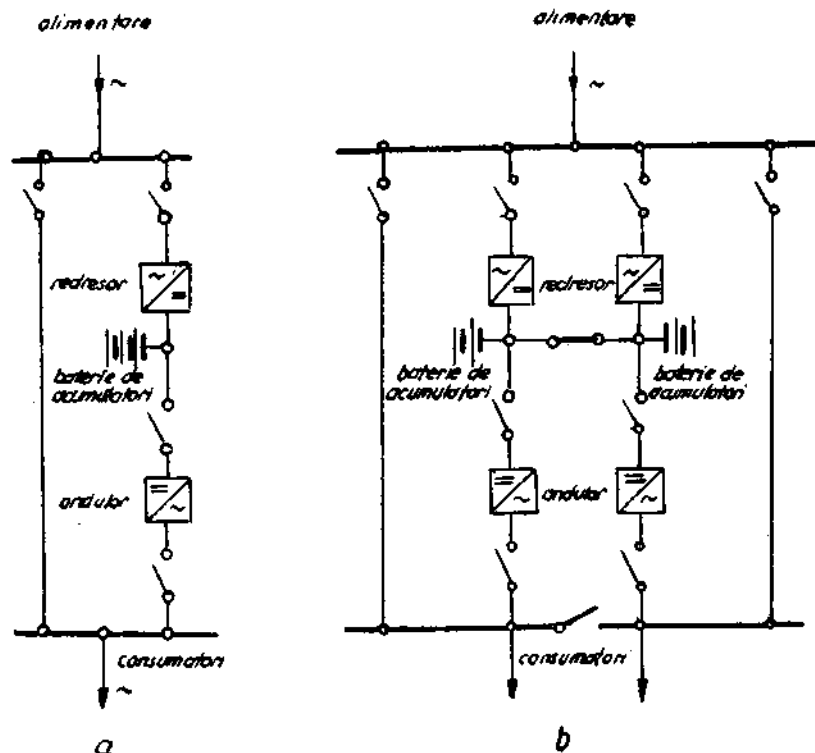


Fig. 2.59. Scheme de conectare a convertizoarelor statice:

a — schema cu o singură pereche de convertizoare statice; b — schema cu două perechi de convertizoare statice.

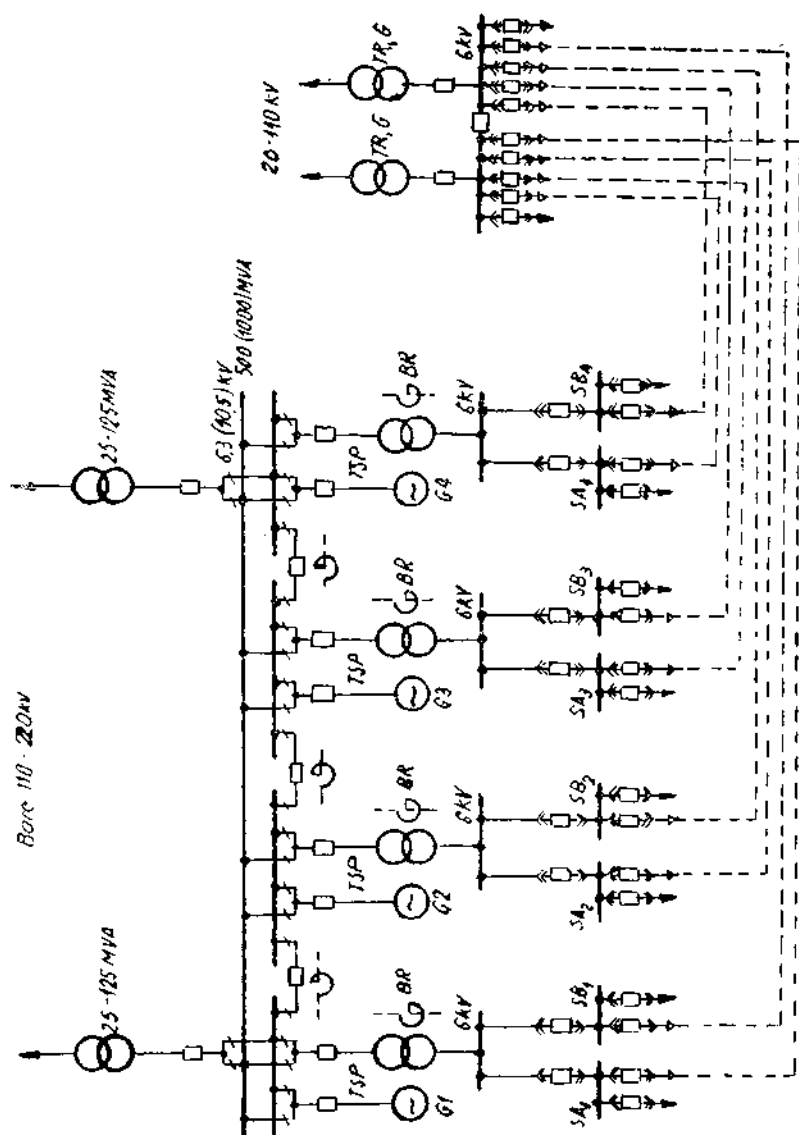


Fig. 2.60. Schema de alimentare a serviciilor proprii la o CET cu bare colectoare la tensiunea generatoarelor de 25-100 MW.

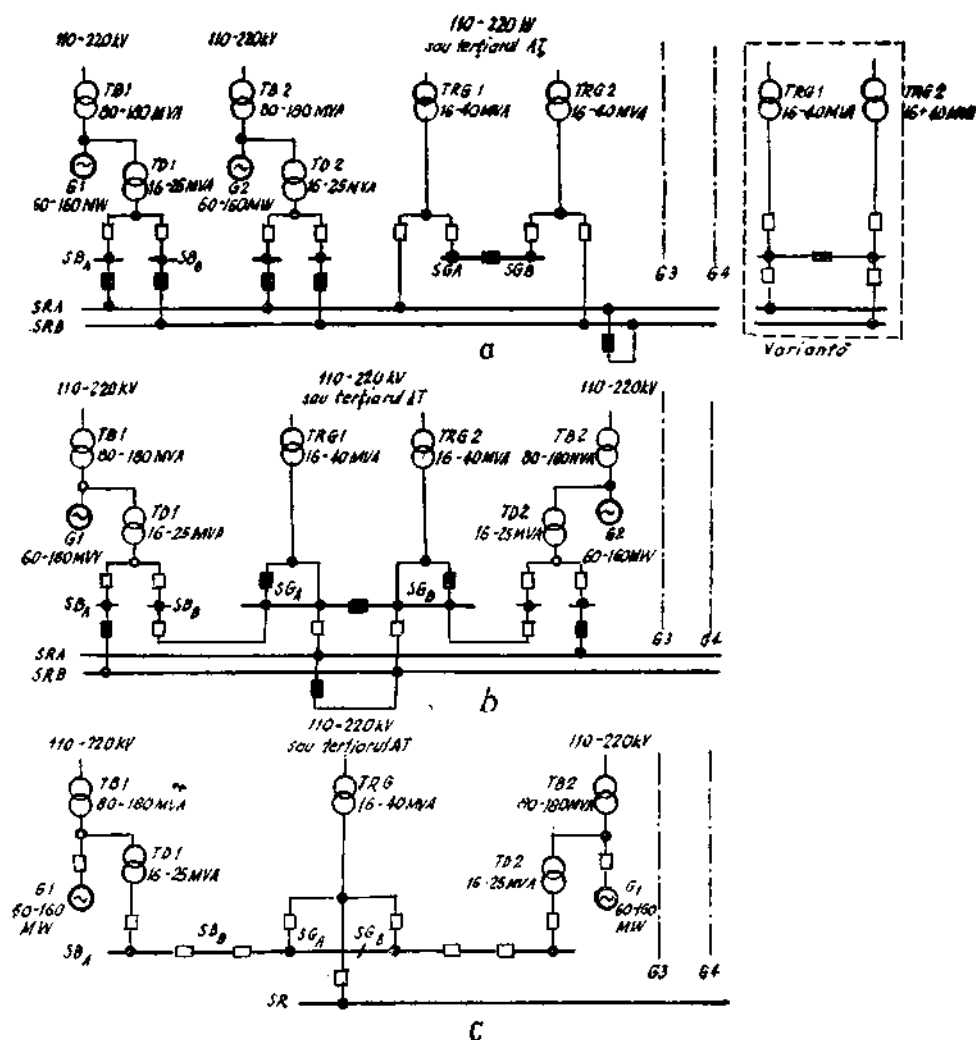


Fig. 2.61. Scheme de alimentare a serviciilor proprii din CET cu blocuri de 60-160 MW.

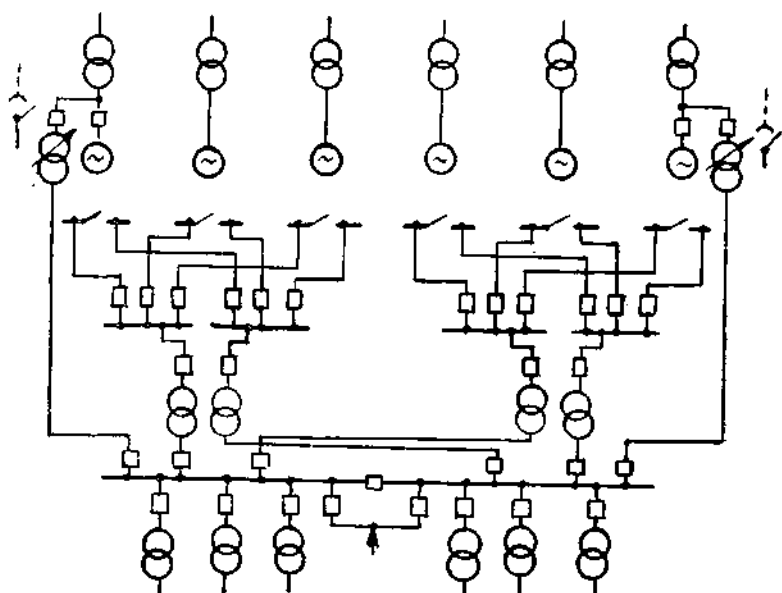


Fig. 2.64. Schema electrică de servicii proprii cu transformatoare generale a unei CHE de mare putere.

2.9. FUNCȚIONAREA CENTRALELOR ELECTRICE ÎN SISTEM INTERCONECTAT

Prin sistem energetic se înțelege totalitatea centralelor electrice, stațiilor de transformare și a consumatorilor de energie electrică și termică legați între ei prin rețele electrice și termice. Funcționarea tuturor verigilor sistemului este strâns legată, orice incident într-unul din elementele lui putând influența funcționarea întregului sistem. Funcționarea în sistem energetic interconectat a centralelor electrice permite realizarea unor indicatori tehnico-economici foarte avantajoși, deoarece prin funcționarea în sistem se asigură :

- a) reducerea costului investițiilor centralelor electrice, prin reducerea puterii de rezervă instalate ; rezerva de putere pe întregul sistem energetic se limitează la 10—15% ;
- b) se asigură o repartizare mai rațională a sarcinii între centralele sistemului, în conformitate cu funcționarea la maximum a centralei celei mai economice ;
- c) se utilizează resursele energetice locale prin amplasarea centralelor electrice în apropierea resurselor energetice naturale (zăcăminte carbonifere etc).

d) crește siguranța în alimentarea consumatorilor ; prin scoaterea din funcțiune a unei centrale în caz de avarii, consumatorii sînt preluați automat de rezerva turnată din restul centralelor electrice din sistem.

Conducerea operativă a sistemului energetic este asigurată de *dispecerul* sistemului, ajutat de *dispecerile regionale*. Conducerea operativă a sistemului energetic este facilitată de folosirea *graficelor de sarcină*. Acestea reprezintă variația consumului, respectiv producerii de energie electrică în timp. Graficele de sarcină pot fi zilnice, lunare, trimestriale și anuale. Graficul de sarcină al sistemului energetic reprezintă suma graficelor de sarcină a tuturor consumatorilor alimentați din sistem (fig. 2.65).

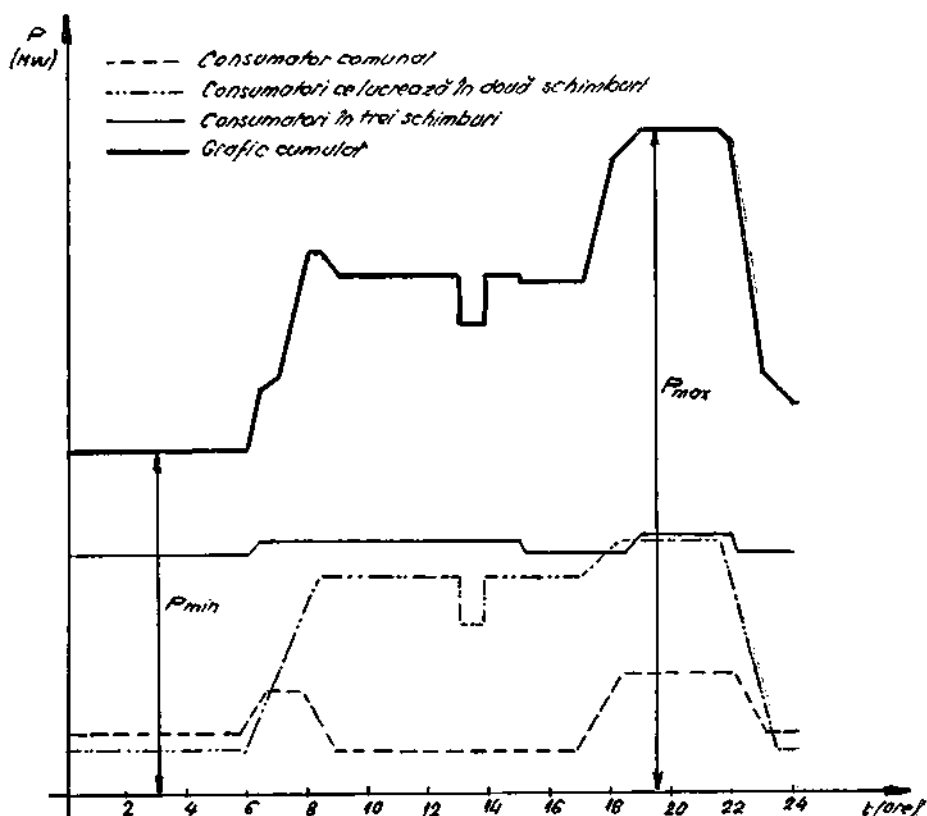


Fig. 2.65. Grafice zilnice de sarcină ale consumatorilor.

Aspectul graficului de sarcină depinde de natura consumatorilor : la cei cu funcționare continuă (în trei ture) graficele sînt foarte uniforme : la consumatorii ce funcționează numai în unul sau două schimburi graficele au aspect neregulat, prezentînd zone de consum maxim — *virfuri de sarcină* — și zone de consum minim — *goluri de sarcină*.

Suprapunerea consumatorilor industriali cu consumul necesar iluminatului și transportului urban electric creează vîrfurile zilnice de seară și de dimineață. În zilele de sărbătoare, vîrfurile de sarcină au valori mult mai mici, iar golurile de sarcină au valori așa de scăzute încît se impune — din considerente tehnico-economice — oprirea unor agregate energetice.

Graficele de sarcină servesc la :

a) *Determinarea puterii instalate* în sectorul energetic. La puterea maximă, cerută de consumatori la orele de vîrf, se adaugă (fig. 2.66) :

— puterea pierdută în rețelele de transport și stațiile de transformare (cca 6—10% din puterea transportată) ;

— puterea necesară serviciilor interne din centralele electrice (5—9% din totalul puterii pe sistem) ;

— puterea aflată simultan în reparații planificate (cca. 5—10% din puterea totală a sistemului) ;

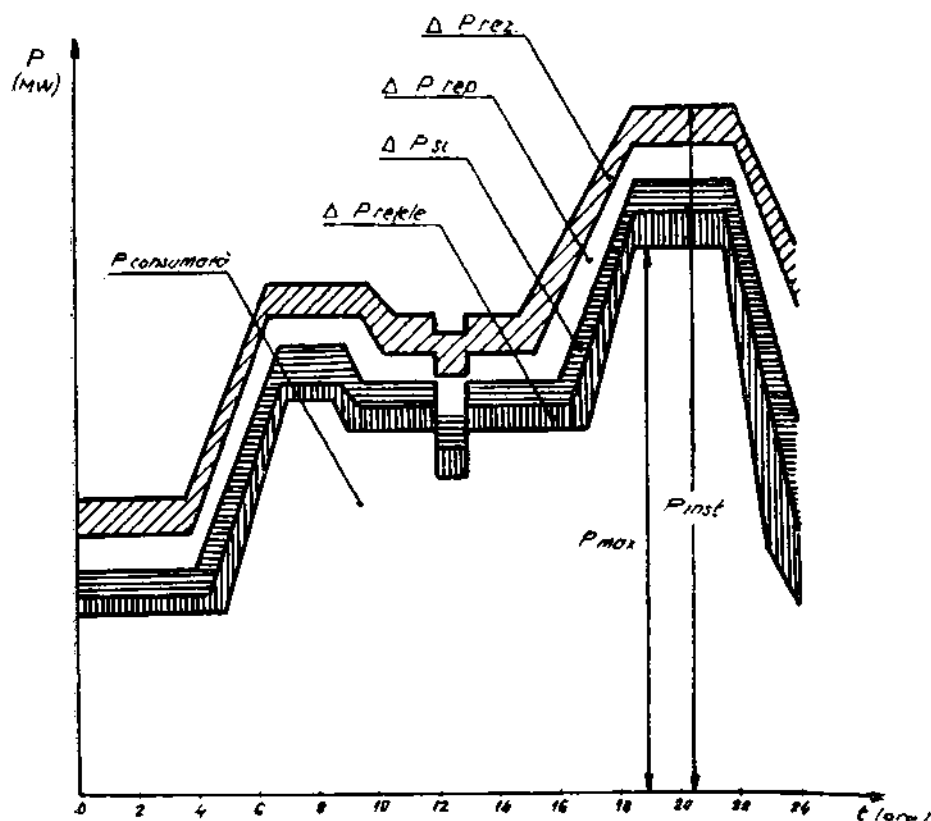


Fig. 2.66. Determinarea puterii instalate cu ajutorul graficului de sarcină ;

$$P_{inst} = P_{cons} + \Delta P_{retele} + \Delta P_{si} + \Delta P_{rep} + \Delta P_{rez}.$$

— puterea de rezervă de circa 8—10% din puterea sistemului (în orice caz mai mare decât puterea unitară a celui mai mare agregat energetic din sistem).

b) *Întocmirea planului anual de reparații*, cu stabilirea optimă a intervalelor de reparații. Pentru aceasta se întocmește graficul anual al sarcinilor maxime (prin unirea sarcinilor maxime ale fiecărei luni a anului) și graficul puterii instalate (fig. 2.67) (se are în vedere intrarea în funcțiune a unor noi agregate energetice).

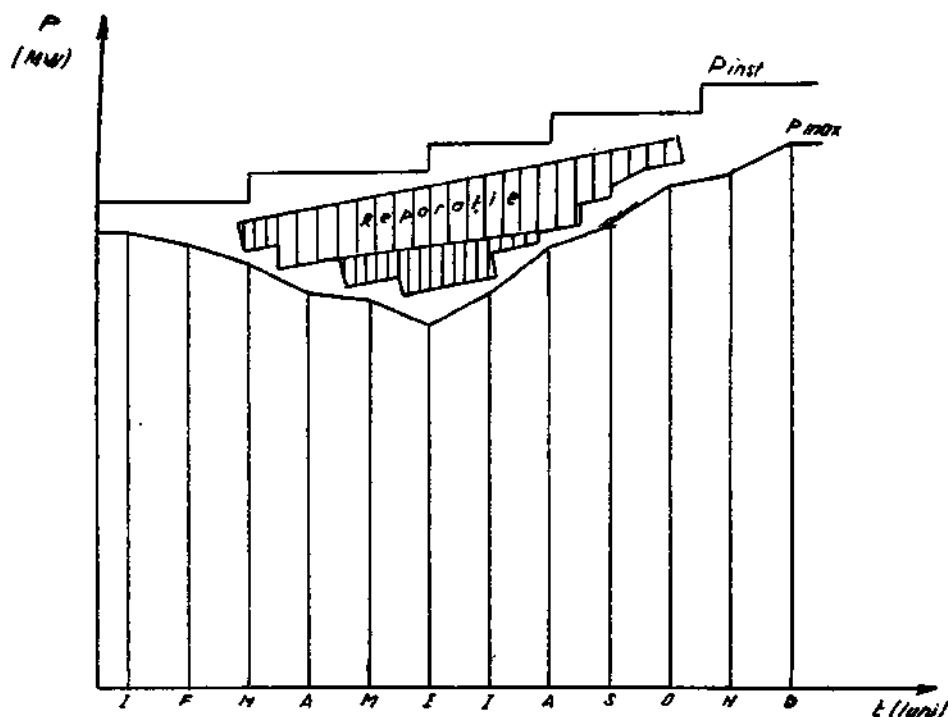


Fig. 2.67. Stabilirea puterii scoase în reparații cu ajutorul graficului de sarcină :

P_{max} — puterea maximă consumată în sistem ; P_{inst} — puterea instalată în sistem.

c) *Întocmirea planului de funcționare a agregatelor energetice și a elementelor din sistem*, bazat tocmai pe faptul cunoașterii necesității consumatorilor. Se pot stabili exact modul de funcționare al fiecărui element din sistem și graficul de încărcare ce revine fiecărei centrale. În acest sens, pentru acoperirea graficului de sarcină a sistemului, centralele contribuie diferit, și anume (fig. 2.68) :

— *centralele de bază* — ce sînt încărcate, practic, tot timpul la maximum — sînt centralele cele mai economice din sistem (centralele hidroelectrice pe firul apei, centrale de termoficare cu graficul de sarcină electrică impus de consumatorii termici) ;

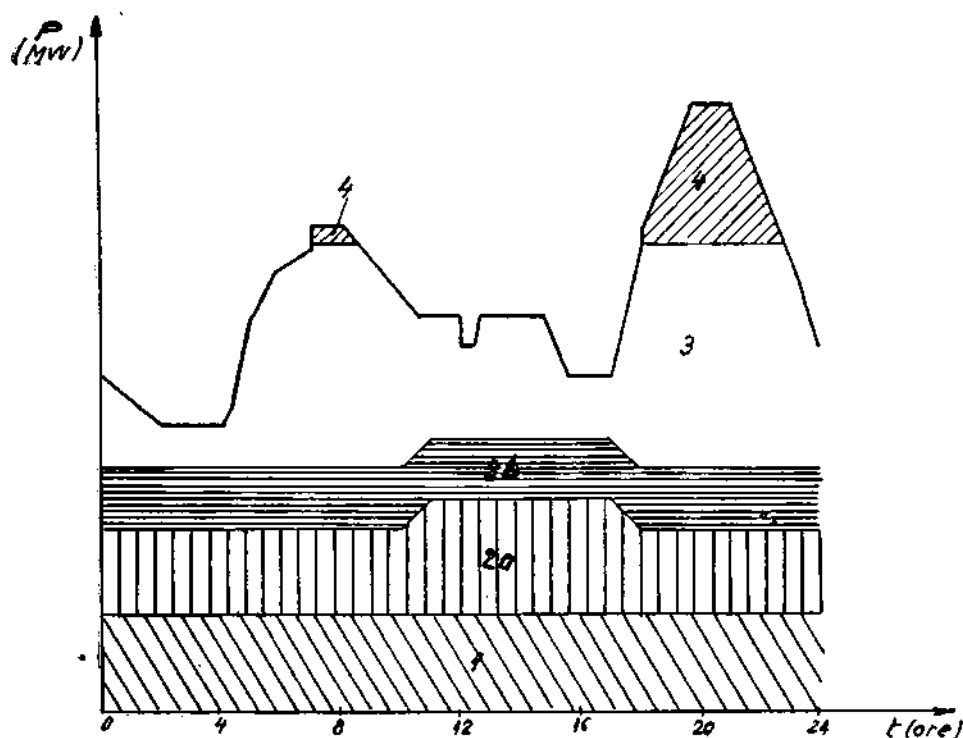


Fig. 2.68. Repartizarea sarcinii pe centralele electrice:

1 — CHE pe firul de apă; 2a — CET cu sarcina electrică impusă de consumatorii termici; 2b — CET; 3 — centrale termoelectrice de condensatie; 4 — centrale de vîrf.

— *centralele termoelectrice cu combustibili energetici* — a căror utilizare este rentabilă pentru economia națională (încărcarea lor la maximum se face pe măsura creșterii graficului de sarcină, în ordinea economicității agregatelor);

— *centralele de vîrf* — reprezentate de centralele termoelectrice speciale cu pornire rapidă și consum de combustibil superior (turbine cu gaze, grupuri Diesel) și de centralele hidroelectrice cu lacuri de acumulare, ce servesc și pentru reglajul frecvenței.

d) *Raționalizarea funcționării centralelor electrice* a sistemului și a consumatorilor, prin aplatizarea graficelor de sarcină, adică prin luarea de măsuri, care să ducă la reducerea vîrfurilor de sarcină și la umplerea golurilor. Aplicarea acestor măsuri are ca urmare directă creșterea siguranței în funcționarea instalațiilor (prin evitarea funcționării la minim tehnic, reducerea numărului de porniri și opriri) și reducerea prețului de cost a energiei produse. Dintre măsurile mai importante de aplatizare a graficelor se menționează:

— dezvoltarea și racordarea la sistem a consumatorilor sezonieri (stații de pompare pentru irigații);

- creșterea consumului în orele de noapte (tarif redus pentru golul de noapte, folosirea CHE cu lac de acumulare și pompaj);
- creșterea numărului de schimburi în întreprinderile industriale;
- decalarea orelor de începere a programului de lucru între diferite întreprinderi și instituții;
- schimbarea zilei de odihnă de duminică în alte zile din săptămână;
- funcționarea în sistem interconectat a centralelor electrice și a consumatorilor aflați pe diferite fuse orare etc.

Cu ajutorul graficelor de sarcină se determină și următorii indicatori tehnico-economici:

1) *Sarcina medie zilnică și medie anuală* (P_{med}), definită prin raportul dintre energia produsă (consumată) într-un anumit interval de timp și durata de timp corespunzător:

$$P_{med} = \frac{A}{T} \quad [\text{MW}], \quad (2-67)$$

unde:

A este energia electrică, în MWh;
 T — durata de timp, în ore.

2) *Coeficientul de sarcină sau coeficientul de umplere al graficului (α)*, conform relației:

$$\alpha = \frac{P_{med}}{P_{max}}, \quad (2-68)$$

în care:

P_{med} este puterea medie, în MW;
 P_{max} — puterea maximă a vârfului de sarcină, în MW.

3) *Coeficientul utilizării puterii instalate (n)*, definit prin raportul dintre puterea medie și puterea instalată (în centrale, la consumator, pe sistem):

$$n = \frac{P_{med}}{P_{inst}}, \quad (2-69)$$

care caracterizează gradul de utilizare a agregatelor.

4) *Durata de utilizare a puterii maxime (T_{max})* arată numărul de ore necesar funcționării instalației la puterea maximă, pentru a produce (consuma) aceeași cantitate de energie electrică, egală cu cea produsă (consumată) în intervalul de timp considerat. Matematic, T_{max} se exprimă prin relația:

$$T_{max} = \frac{A}{P_{max}} = \frac{P_{med} \cdot T}{P_{max}} = \alpha T, \quad (2-70)$$

în care:

A este cantitatea de energie, în MWh;
 P_{max} — puterea maximă de la vârful de sarcină, în MW;
 P_{med} — puterea medie, în MW;
 T — intervalul de timp considerat, în ore;
 α — coeficientul de umplere a graficului;
 T_{max} — durata de utilizare a puterii maxime, în ore.

TABELUL 2.21

Valorile lui α și T_{max} pentru diferite categorii de consumatori.

Categoria de consumatori (producători)	α	T_{max} ore
Iluminat interior	0,17 ÷ 0,29	1 500 ÷ 2 500
Iluminat exterior	0,29 ÷ 0,40	2 500 ÷ 3 000
Întreprinderi industriale lucrând într-un singur schimb	0,23 ÷ 0,29	2 300 ÷ 2 600
Idem în două schimburi	0,40 ÷ 0,57	3 000 ÷ 4 500
Idem în trei schimburi	0,57 ÷ 0,80	4 500 ÷ 7 000
Centrale termoelectrice de termoficare (industrială și urbană)	0,80 ÷ 0,85	7 000 ÷ 7 500
Centrale termoelectrice de condensatie	0,75 ÷ 0,80	6 500 ÷ 7 000
Centrale hidroelectrice pe firul apei	0,50 ÷ 0,57	4 500 ÷ 5 500
Centrale de vîrf	0,28 ÷ 0,35	2000 ÷ 2 800

În tabelul 2.21 se dau valorile lui α și T_{max} pentru diferite categorii de consumatori și centrale electrice, raportate la perioada de un an ($T=8\,760$ ore)

5) *Durata de utilizare a puterii instalate* (T_{inst}) se definește la fel ca durata de utilizare a puterii maxime, numai că se raportează la puterea instalată. Astfel :

$$T_{inst} = \frac{A}{P_{inst}} = \frac{T \cdot P_{med}}{P_{inst}} = nT, \quad (2-71)$$

unde :

A este energia produsă (consumată), în MWh ;

P_{inst} — puterea instalată, în MW ;

n — coeficientul utilizării puterii instalate ;

T_{inst} — durata de utilizare a puterii instalate, în ore ;

T_{inst} în instalațiile energetice din România are valori cam cu 5—10% mai mici decît T_{max} .

2.10. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AI CENTRALELOR ELECTRICE

Activitatea centralelor electrice se apreciază cu ajutorul unor mărimi reprezentative, numite *indicatori tehnico-economici*. Acești indicatori, deși stabiliți convențional, sînt preactic unanim acceptați și constituie astăzi criteriile de bază în aprecierea activității centralelor electrice. Principalii indicatori tehnico-economici ai centralelor electrice sînt :

1. *Costul specific al puterii instalate (a)*, care reprezintă suma cheltuielilor de investiții, raportate la puterea instalată a centralei:

$$a = \frac{C}{P_{inst}} \quad [\text{lei/kW}], \quad (2-72)$$

unde:

C este totalitatea cheltuielilor de investiție, în lei;

P_{inst} — puterea instalată a centralei, în kW;

a — costul specific al puterii instalate, în lei/kW. Este coeficientul ce apreciază economicitatea investiției. În România, costul specific al puterii instalate are valorile orientative indicate în tabelul 2.22.

2. *Producția de energie electrică (A)* — exprimată în kWh — reprezintă cantitatea de energie electrică produsă de o centrală într-un interval de timp (de obicei un an). Centrala electrică se consideră că a funcționat corect, realizându-se sarcinile de producție, când a funcționat totdeauna conform graficului de sarcină cerut de dispecer.

3. *Producția de energie termică (Q_{tev})* livrată la consumatori și exprimată în Gcal este un indicator specific numai al centralelor termoelectrice de termoficare. El reprezintă cantitatea de căldură livrată consumatorilor pe un interval de timp dat (an, lună).

4. *Consumul specific de combustibil pentru energia electrică (q)* se definește prin raportul dintre cantitatea de combustibil consumată (exprimată în kilograme combustibil convențional sau în kcal) și cantitatea de energie electrică produsă:

$$q = \frac{B}{A} \quad [\text{kg} \cdot \text{c.c./kWh}], \quad (2-73)$$

în care:

q este consumul specific de combustibil, în kg c.c./kWh;

B — cantitatea de combustibil consumat, în kg c.c.;

A — cantitatea de energie electrică produsă, în kWh.

TABELUL 2.22

Costul specific orientativ al puterii instalate „ a ” pentru diferite centrale electrice

Nr. crt.	Tipul centralei	Natura combustibilului	a [lei/kw]
1	Centrale electrice de condensatie	gaze și păcură	3 200 — 3 600
2	Idem	cărbune	4 000 — 5 000
3	Centrale termoelectrice de termoficare	gaze și păcură	3 600 — 4 300
4	Idem	cărbune	4 500 — 5 500
5	Centrale hidroelectrice	—	8 000 — 15 000

Consumul specific de combustibil pentru energia electrică, produsă într-o centrală termoelectrică, se mai poate exprima și în kcal/kWh, calculându-se cu formula :

$$q = \frac{860}{\eta}, [\text{kcal/kWh}] \quad (2-74)$$

în care :

- q este consumul specific de combustibil exprimat, în kcal/kWh ;
- η — randamentul global al centralei termoelectrice ;
- 860 — echivalentul termic, exprimat în kcal, al unui kilowat-oră.

În centralele moderne de condensatie $q=0,300-0,340$ kg·c.c./kWh, iar în cele de termoficare $q=0,250-0,280$ kg·c.c./kWh.

5. *Consumul specific de combustibil pentru energia termică livrată*, exprimat în kg·c.c./Gcal, arată cât combustibil se consumă la cazan pentru fiecare gigacalorie de căldură livrată la consumator. În condițiile de exploatare ale centralelor termoelectrice de termoficare din România, consumul specific de combustibil pentru energia termică livrată este de cca 150—170 kg·c.c./Gcal.

6. *Consumul propriu tehnologic sau consumul serviciilor interne* se exprimă în procente și reprezintă raportul (înmulțit cu 100) dintre energia electrică consumată pentru serviciile proprii centralei și energia totală produsă de către centrală, într-o anumită unitate de timp (oră, zi, lună, an).

Matematic, se exprimă prin relația :

$$c_{st} = \frac{C_{st}}{A} \cdot 100 \quad [\%], \quad (2-75)$$

în care :

- C_{st} este energia electrică consumată pentru serviciile interne, în kWh ;
- A — energia electrică produsă, în kWh ;
- c_{st} — consumul propriu tehnologic, în %.

Consumul propriu tehnologic depinde foarte mult de natura combustibilului utilizat (la combustibilul inferior consumul propriu tehnologic este mai mare), de natura centralei, de sistemul de alimentare cu apă de răcire etc. Consumul propriu tehnologic variază de la 0,5 până la 2% la centralele hidroelectrice, de la 4 până la 7% la centralele termoelectrice de condensatie și atinge 10 până la 13% la centralele termoelectrice de termoficare pe cărbune inferior.

7. Pentru centralele termoelectrice de termoficare există și indicatorul : *consumul propriu tehnologic pentru producția de energie termică*, ce reprezintă consumul de energie electrică necesară pentru producerea și livrarea unei gigacalorii. Se exprimă în kWh/Gcal și depinde de natura combustibilului, de cantitatea și parametrii energiei termice livrate și de distanța dintre termocentrala și consumatorii termici. În centralele termoelectrice de termoficare din România acest indicator variază de la 15 la 20 kWh/Gcal.

8. *Prețul de cost al energiei electrice sau costul specific al energiei electrice* reprezintă totalul cheltuielilor legate de producerea unui kilowattoră.

Prețul de cost se determină prin raportul dintre totalitatea cheltuielilor de producție realizate într-un interval de timp dat, într-o centrală electrică și energia electrică produsă în acel interval:

$$c = \frac{C}{A} \quad [\text{lei/kWh}], \quad (2-76)$$

în care :

C este totalul cheltuielilor de producție, în lei;

A — energia electrică produsă, în kWh;

c — prețul de cost al energiei electrice, în lei/kWh.

Prețul de cost al energiei electrice produse într-o centrală electrică se mai poate calcula, aproximativ, și prin următoarea formulă:

$$c = k \frac{a}{T_{inst}} + \frac{b}{\eta} + Z \quad [\text{lei/kWh}], \quad (2-77)$$

în care :

c este prețul de cost al energiei electrice, în lei/kWh;

k — cota de amortizare anuală din capitalul investit (anuitate);

a — costul specific al puterii instalate, în lei/kW;

T_{inst} — timpul de utilizare a puterii instalate, în ore;

b — costul specific al combustibilului, în lei/kWh sau în lei/860 kcal;

$$b = \frac{860 c'}{Q_t}, \quad (2-78)$$

unde :

c' este prețul de cost al combustibilului, în lei/kg;

Q_t — puterea calorică inferioară a combustibilului, în kcal/kg;

η — randamentul global al centralei electrice;

Z — diverse cheltuieli cu caracter general, raportate la un kilowattoră, în lei/kWh.

Se observă că prețul de cost al energiei depinde de durata de utilizare a puterii instalate, de randamentul instalațiilor, de combustibilul consumat, de cota de amortizare etc. În România, prețul de cost al energiei electrice variază de la 0,04 la 0,10 lei/kWh — la centralele hidroelectrice, de la 0,08 la 0,14 lei/kWh — la centralele termoelectrice cu gaze și păcură cu parametri ridicați și de la 0,16 la 0,28 lei/kWh — la centralele pe cărbune inferior.

9. *Costul specific al energiei termice livrate*, exprimat în lei/Gcal, reprezintă prețul de cost al fiecărei gigacalorii livrate consumatorilor și se determină prin raportul dintre totalul cheltuielilor din centrală aferente producerii și livrării energiei termice și cantitatea de căldură livrată într-un anumit interval de timp:

$$c_t = \frac{C_t}{Q_{liv}} \quad [\text{lei/Gcal}], \quad (2-79)$$

în care :

c_t este costul specific de energie termică, în lei/Gcal ;

C_t — cheltuielile aferente producerii și livrării energiei termice, în lei ;

Q_{liv} — energia termică livrată, în Gcal.

Acest indicator are valori de ordinul a 35—60 lei/Gcal, fiind mai ridicat pentru centralele cu combustibili inferiori și mai scăzut pentru centralele cu gaze și păcură.

10. *Productivitatea muncii* în centralele electrice este caracterizată, în mod indirect, printr-un indicator cunoscut sub denumirea „număr de oameni pe megawatul instalat” și se determină prin raportul dintre numărul de salariați ai centralei și puterea instalată :

$$n = \frac{N}{P_{inst}} \quad [\Omega/\text{MW}], \quad (2-80)$$

în care :

n este numărul de oameni pe megawatul instalat, în om/MW ;

N — totalul salariaților ;

P_{inst} — puterea instalată în centrală, în MW.

Acest indicator, deși foarte larg folosit, este mult mai puțin reprezentativ decît pare. El depinde foarte mult de puterea unitară a agregatelor energetice, de natura combustibilului folosit, de tipul centralei, de complexitatea și volumul instalațiilor anexe centralei, de modul de organizare a centralei. El poate varia de la 0,2 om/MW, în centralele foarte mari, cu combustibili superiori, pînă la 5 om/MW, în centralele cu grupuri de puteri mici, cu cărbune inferior.

În afară de acești indicatori cantitativi, în centralele electrice se mai folosesc și indicatori calitativi, reprezentați prin : mers fără avarii (echivalent cu alimentarea sigură și continuă a consumatorilor la parametrii indicați și fără deteriorarea de utilaje) ; funcționarea fără accidente umane (respectarea riguroasă a normelor de tehnica securității și protecția muncii este o condiție *sine qua non* în exploatarea centralelor electrice) și realizarea la termenele stabilite a planului de reparații, caracterizat practic prin numărul de megawați disponibili puși la dispoziția dispecerului pe timp de un an.

TRANSPORTUL ENERGIEI ELECTRICE

Energia electrică produsă de centralele electrice este transportată spre consumatori prin circuitele sistemului electric. Elementele principale ale sistemului de transport a energiei electrice sînt reprezentate de liniile electrice (aeriane sau subterane), stațiile de transformare cu aparatele lor (transformatoare, întreruptoare, separatoare etc.) și stațiile de distribuție cu aparatele lor de comutare și protecție.

Tensiunea la care se transportă energia electrică este standardizată în toate țările dezvoltate. În România sînt standardizate următoarele tensiuni nominale între fazele liniilor de curent alternativ : 220 V ; 380 V ; 500 V ; 3 kV ; 6 kV ; 10 kV ; 15 kV (se trece la 20 kV) ; 35 kV ; 110 kV ; 220 kV și 400 kV.

Transportul energiei electrice în curent continuu, deși aplicat în unele țări (U.R.S.S.), nu cunoaște în România nici un exemplu demn de menționat.

Instalațiile de transport de energie electrică sînt considerate de joasă sau de înaltă tensiune, după cum tensiunea între un conductor și pămînt este mai mică, respectiv mai mare de 1 000 V.

3.1. LINII ELECTRICE AERIENE

Liniile electrice reprezintă rețeaua de transport — aeriană — care face legătura între circuitele electrice, stațiile de transformare, stațiile de distribuție și consumator.

**3.1.1. Elementele electrice ale liniilor electrice
aeriane**

În calculele electrice la sarcini simetrice, liniile electrice aeriane (și subterane) trifazate sînt reprezentate prin scheme echivalente (fig. 3.1) ce se caracterizează prin rezistența activă (R_L), reactanța inductivă a liniei (X_L), perdanța liniei (G_L) și susceptanța capacitivă a liniei (B_L).

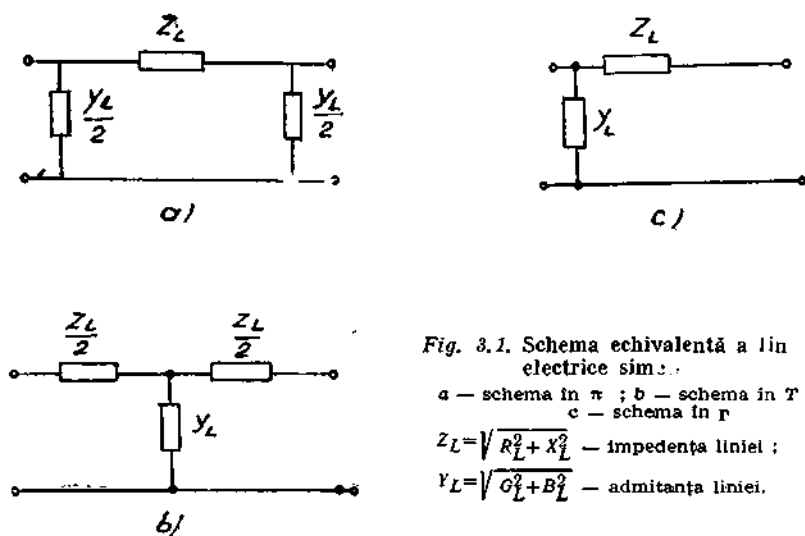


Fig. 3.1. Schema echivalentă a liniei electrice simetrice.

a — schema în π ; b — schema în T;
c — schema în T.

$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$ — impedanța liniei;

$Y_L = \sqrt{G_L^2 + B_L^2}$ — admitanța liniei.

A. **Rezistența activă (R_L)** a unei linii electrice depinde de natura materialului conductorului utilizat, de secțiunea și de lungimea lui:

$$R_L = \rho \frac{l}{s} = \frac{l}{\gamma \cdot s} \quad (3-1)$$

unde:

ρ este rezistivitatea conductorului, în $\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$;

γ — conductivitatea conductorului, în $\frac{\text{m}}{\Omega \text{ mm}^2}$;

l — lungimea conductorului liniei, în m;

s — secțiunea conductorului liniei, în mm^2 .

Datorită răscirii conductoarelor, cit și efectului pelicular, valoarea rezistenței active a liniei, calculată conform expresiei (3-1), se majorează cu 2 până la 4%.

La calculul rezistenței (R_L) se mai ține seama și de variația rezistivității cu temperatura, conform relației:

$$\rho_\theta = \rho_{20} [1 + \alpha(\theta - 20)], \quad (3-2)$$

în care coeficientul de temperatură α poate avea valoarea de 0,0039 pentru aluminiu; 0,0042 pentru cupru și 0,0062 pentru oțel.

B. **Reactanța inductivă a liniei (X_L)** depinde de inductanța proprie (L) a circuitului unei faze, de inductanța mutuală (M) dintre faze, de raza conductorului, de distanța dintre conductoare etc. Se exprimă prin relația:

$$X_L = X_p - X_m, \quad (3-3)$$

în care :

X_p este reactanța inductivă proprie a liniei, în Ω ;

X_m — reactanța inductivă mutuală, în Ω ;

L — inductanța proprie, în H/km ;

M — inductanța mutuală, în H/km.

a) Pentru o linie monofazăată în simplu circuit (cu două conductoare izolate) :

$$X_L = \omega \frac{\mu_0}{2} \ln \frac{d_{12}}{0,779 r_0} \quad [\Omega/\text{km}] ; \quad (3-4)$$

b) Pentru o linie trifazăată, cu transpunere simetrică, cu simplu circuit

$$X_L = \omega \frac{\mu_0}{2 \pi} \ln \frac{d_m}{0,779 r_0} \approx 0,145 \log \frac{d_m}{0,779 r_0} \quad [\Omega/\text{km}] ; \quad (3-5)$$

c) Pentru o linie trifazăată, cu transpunere simetrică, cu dublu circuit :

$$X_L = \omega \frac{\mu_0}{2} \ln \frac{D_m}{0,779 r_0} \quad [\Omega/\text{km}] ; \quad (3-6)$$

d) Pentru o linie aeriană cu conductoare jumelate simetrice (simplu circuit) :

$$X_L = \omega \frac{\mu_0}{2 \pi} \ln \frac{d_m}{\xi_1 \cdot \xi_2 \cdot r_0} \quad [\Omega/\text{km}] ; \quad (3-7)$$

e) Pentru linii aeriene cu conductoare tubulare :

$$X_L = \omega \frac{\mu_0}{2 \pi} \ln \frac{d_m}{0,779 \xi_3 \cdot r_1} \quad [\Omega/\text{km}] ; \quad (3-8)$$

în care :

$$\omega = 2\pi f = 314 \text{ la } 50 \text{ Hz} \text{ — pulsația, în } \frac{1}{s} ;$$

$f = 50 \text{ Hz}$ — frecvența de lucru, în Hz ;

$\mu_0 = 4\pi 10^{-4}$ — permeabilitatea vidului, în H/km ;

r_0 — raza geometrică a conductorului, în mm ;

d_{12} — distanța din centrul conductorului 1 pînă la centrul conductorului 2, în cazul liniilor monofazate cu două conductoare izolate, în mm ;

$d_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}}$ — distanța medie geometrică între conductoare, la liniile trifazate cu un singur circuit, în mm ;

$D_m = \sqrt[3]{\frac{d_{12} \cdot d_{22} \cdot d_{31} \cdot d_{11} \cdot d_{21} \cdot d_{31}}{d_{11} \cdot d_{21} \cdot d_{31} \cdot d_{11} \cdot d_{21} \cdot d_{31}}}$ — pentru liniile trifazate cu dublu circuit

(1, 2, 3 — notațiile conductoarelor din primul circuit ;

I, II, III — notațiile conductoarelor din cel de al doilea circuit);

ξ_1 — factor numeric, conform tabelului 3.1;

ξ_2 — factor numeric, conform fig. 3.2;

ξ_3 — factor numeric, conform fig. 3.3;

r_1 — raza exterioară a conductorului tubular, în mm.

TABELUL 3.1

Conductoare fasciculare: factorul ξ_1 .

Numărul conductoarelor componente : n	2	3	4
ξ_1	0,88	0,92	0,94

C. *Perditanța* (G_L) este un parametru determinat de pierderile în dielectric (ΔP_d) și de pierderile prin efect corona (ΔP_c), conform relației:

$$G_L = \frac{\Delta P_d + \Delta P_c}{U^2} \quad [\text{S/km}]. \quad (3-9)$$

Perditanța este inversul rezistenței de scurgeri și descărcări corona (R_d'); ea caracterizează gradul de rigiditate dielectrică a unei linii electrice aeriene, apreciată valoric prin mărimea curentului de scurgere.

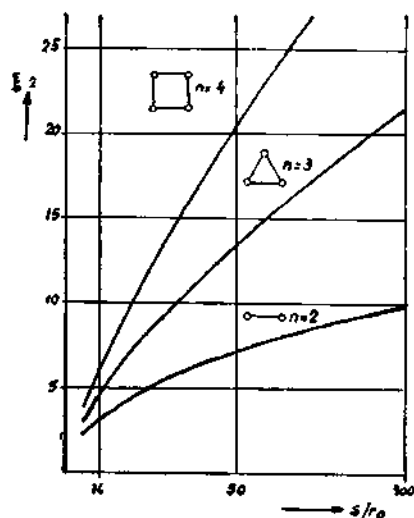


Fig. 3.2. Factorul ξ_2 pentru conductoare fasciculare :

n — numărul de conductoare ; r — raza conductoarelor în mm ; s — distanța dintre componentele fasciculului, în m.

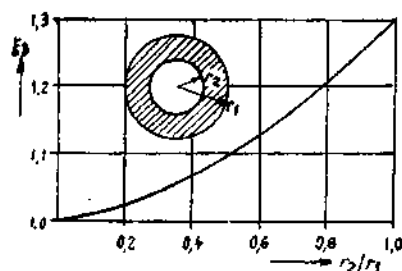


Fig. 3.3. Factorul ξ_3 pentru conductoare jumelate.

Perditanța determinată de pierderile prin dielectric (ΔP_d) este foarte mică (0,0002—0,002 S/km) și se neglijează în practică. În zonele puternic poluate însă, perditanța poate crește de 100—200 ori față de valorile de mai sus.

Pierderile corona (ΔP_c), apărute ca un rezultat al efectului corona (descărcări electrice în atmosferă ca urmare a creșterii intensității câmpului electric), depind de tensiunea creată și de dimensiunile geometrice ale liniei electrice aeriene. Ele se pot calcula cu formula :

$$\Delta P_c = \frac{241}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r_0}{d_m}} (U - U_k)^2 \cdot 10^{-5} \text{ [kW/km]}, \quad (3-10)$$

în care :

$$U_k = 84 \cdot \delta \cdot m_1 \cdot m_2 \log \frac{d_m}{r_0} \text{ [kV]}; \quad (3-11)$$

unde :

U_k este tensiunea critică, corespunzătoare intensității câmpului electric la care apare fenomenul corona, în kV ;

U — tensiunea între faze a liniei electrice aeriene, în kV ;

$\delta = \frac{3,92 \cdot b}{273 + \theta}$ — densitatea relativă a aerului ;

b — presiunea barometrică, în cm Hg ;

θ — temperatura aerului, în °C ;

r_0 — raza geometrică a conductorului, în mm ;

$d_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}}$ — distanța medie geometrică între conductoarele liniei electrice trifazate, în mm ;

m_1 — coeficientul de neuniformitate a suprafețelor conductoarelor liniei electrice aeriene ; $m_1 = 0,93$ — $0,98$ pentru conductoare monofilare și $0,83$ — $0,87$ pentru conductoare multifilare ;

m_2 — coeficient care depinde de starea atmosferică, egal cu $0,8$ pentru timp ploios și $1,0$ pentru timp uscat ;

f — frecvența, în Hz.

D. *Susceptanța capacitivă* (B_L) reprezintă inversul reactanței capacitive (X_C) a liniei. Se exprimă prin relația :

$$B_L = \omega C_L = B_p - B_m = \frac{1}{X_c} \quad (3-12)$$

$$B_p = \omega C_p$$

$$B_m = \omega C_m$$

în care :

C_L este capacitatea de lucru sau ciclică a liniei, în F/km ;

C_p — capacitatea proprie, față de pământ a liniei, în F/km ;

C_m — capacitatea mutuală, între fazele liniei, în F/km ;

B_p — susceptanța capacitivă proprie, în S/km ;

B_m — susceptanța capacitivă mutuală, în S/km.

Susceptanța capacitivă a liniei (B_L) se calculează cu formulele (pe fiecare fază) :

— linii aeriene monofazate cu două conductoare funie izolate ;

$$B_L = \frac{\omega 2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{d_{12}}{r_0}} \quad [\text{S/km}] ; \quad (3-13)$$

— linie trifazată, cu transpunere simetrică, simplu circuit :

$$B_L = \frac{\omega 2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{d_m}{r_0}} \quad [\text{S/km}] ; \quad (3-14)$$

— linie trifazată, cu transpunere simetrică, dublu circuit :

$$B_L = \frac{\omega 2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{D_m}{r_0}} \quad [\text{S/km}] ; \quad (3-15)$$

— linie trifazată, cu conductoare jumelate simetrice :

$$B_L = \frac{\omega 2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{d_m}{\xi_2 r_0}} \quad [\text{S/km}] ; \quad (3-16)$$

— linie trifazată, cu conductoare tubulare :

$$B_L = \frac{\omega 2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{d_m}{r_1}} \quad [\text{S/km}] , \quad (3-17)$$

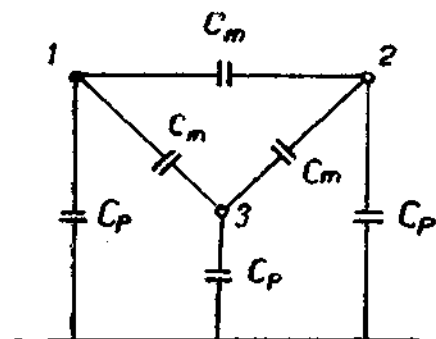


Fig. 3.4. Capacitățile parțiale C_p și C_m ale unei linii electrice aeriene.

în care $\epsilon_0 = 0,886 \cdot 10^{-8}$ F/km — permittivitatea vidului, restul notațiilor fiind aceleași ca la paragraful 3.1.1. B.

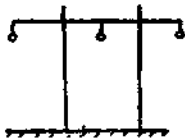
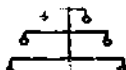
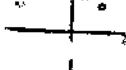
E. Capacitățile parțiale ale liniei față de pământ (C_p) și dintre faze — sau mutuale — (C_m) prezentate în figura 3.4 se calculează conform formulelor din tabelul 3.2, în funcție de capacitatea de lucru (C_L) a liniei.

Capacitatea de lucru (C_L) :

$$C_L = \frac{1}{\omega X_c} = \frac{B_L}{\omega} \quad [\text{F/km}] , \quad (3-18)$$

TABELUL 3.2

Capacitățile parțiale ale liniilor aeriene trifazate, cu transpuneri simetrice, la frecvența de 50 Hz.

Configurația fazelor			
C_p	$(0,6 \dots 0,7) C_L$	$(0,55 \dots 0,60) C_L$	$(0,50 \dots 0,55) C_L$
C_m	$(0,13 \dots 0,10) C_L$	$(0,15 \dots 0,13) C_L$	$(0,17 \dots 0,15) C_L$

iar susceptanța capacitivă pentru fiecare tip de linie se determină cu ajutorul formulelor de la paragraful 3.1.1. D.

Prezența firelor de gardă la liniile electrice aeriene face să crească valorile capacității față de pământ (C_p) și să scadă capacitatea mutuală (C_m).

F. Impedanța de secvență homopolară (Z_0) se definește ca impedanța pe fază a sistemului homopolar (fig. 3.5) al unei linii trifazate, în care prin conductoarele celor trei faze circulă curenți egali și în fază. Impedanța homopolară depinde de conductivitatea electrică a solului și de existența firelor de gardă. Liniile cu dublu circuit, construite din conductoare identice, cu aceeași poziție a fazelor și parcurse de aceeași curenți, au aceeași impedanță homopolară pentru ambele circuite. Pentru diferite categorii de linii electrice aeriene, impedanța homopolară se calculează cu ajutorul expresiilor următoare:

— liniile aeriene cu conductoare funie simplu circuit, fără conductor de protecție:

$$Z_{0L} = R_0 + jX_0 \quad [\Omega/\text{km pe fază}]; \quad (3-19)$$

— linii aeriene cu conductoare funie, simplu circuit, cu conductor de protecție:

$$Z_{0S} = Z_{0L} - \frac{3(Z_{sm})^2}{Z_s} \quad [\Omega/\text{km pe fază}]; \quad (3-20)$$

— linie cu dublu circuit, fără conductor de protecție:

$$Z_{0D} = Z_{0L} + 3Z_m \quad [\Omega/\text{km pe fază}]; \quad (3-21)$$

— linie cu dublu circuit, cu conductor de protecție:

$$Z_{0DS} = Z_{0D} - 6 \frac{(Z_{sm})^2}{Z_s} \quad [\Omega/\text{km pe fază}], \quad (3-22)$$

în care:

R_0 este rezistența homopolară:

$$R_0 = R_L + \frac{3\pi\mu_0}{4} \cdot f \quad [\Omega/\text{km pe fază}]; \quad (3-23)$$

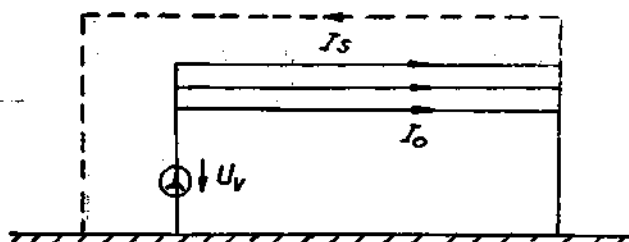


Fig. 3.5. Sisteme de curenți de secvență homopolară.

X_0 — reactanța homopolară a liniei :

$$X_0 = 3\mu_0 f \ln \frac{\delta}{\sqrt[3]{0,779 r_0 d_m^2}} \quad [\Omega/\text{km pe fază}], \quad (3-24)$$

δ — adâncimea efectivă de pătrundere a curentului alternativ în pământ, în mm (conform tabelului 3.3) :

$$\delta = \frac{1,85}{\sqrt{2\pi f \mu_0 \kappa}} ;$$

κ — conductivitatea electrică a solului, în S/km (conform tabelului 3.3) ;

r_0 — raza conductorului, în mm ;

d_m — distanța medie geometrică dintre conductoare.

TABELUL 3.3

Adâncimea δ de pătrundere a curentului alternativ în pământ.

Frecvența (HZ)	F	50	500	5000	50	500	5000
(Conductivitatea solului S/km)	κ	sol umez (20)			Sol uscat (2)		
Adâncimea de pătrundere	δ	655	207	65	2070	655	207

(13-3)

Valorile medii ale reactanței homopolare (X_0) a liniilor electrice aeriene sînt date în tabelul 3.4.

(13-4) (În cazul în care liniile electrice aeriene sînt prevăzute cu fire de gardă valorile din tabelul 3.4 se reduc la (0,85...0,95) X_0 — pentru firele de gardă din oțel și la (0,70...0,85) X_0 — în cazul firelor de gardă din OL—A1).

Z_{0L} — impedanța de secvență homopolară a liniilor electrice aeriene trifazate, cu un singur circuit fără fir de gardă, în $\Omega/\text{km pe fază}$;

(13-5) (Z_{0S}) — impedanța de secvență homopolară a liniilor electrice aeriene trifazate, cu un singur circuit cu fir de gardă, în $\Omega/\text{km pe fază}$;

TABELUL 3.4

Reactanța homopolară inductivă X_0 a liniilor electrice aeriene trifazate ($f=50$ Hz).

Tensiunea liniei (kV)	110		150		220		380	
	$\kappa=20$	$\kappa=2$	$\kappa=20$	$\kappa=2$	$\kappa=20$	$\kappa=2$	$\kappa=20$	$\kappa=2$
Linii cu un singur conductor	X_0 (Ω/Km pe fază)							
Secțiunea 70 mm ²	1,40	1,60	—	—	—	—	—	—
„ 95 mm ²	1,39	1,59	—	—	—	—	—	—
„ 185 mm ²	1,36	1,55	1,33	1,53	—	—	—	—
„ 300 mm ²	1,34	1,53	1,31	1,50	1,28	1,48	—	—
„ 340 mm ²	—	—	—	—	1,25	1,44	—	—
Linii cu conductoare jumelate $n \times d/s$	X_0 (Ω/km pe fază)							
2 \times 21,9/402	—	—	—	—	1,15	1,30	—	—
2 \times 32,4/400	—	—	—	—	—	—	1,25	1,45
2 \times 21,9/400	—	—	—	—	—	—	1,20	1,4

- Z_{0B} — impedanța de secvență homopolară a liniilor electrice aeriene trifazate, dublu circuit, fără fir de gardă, în Ω/km pe fază;
 Z_{0DS} — impedanța de secvență homopolară a liniilor electrice aeriene trifazate, cu dublu circuit cu fir de gardă;
 Z_{sm} — impedanța mutuală a buclelor conductor de linie — pământ și fir de gardă:

$$Z_{sm} = \frac{\pi}{4} \cdot \mu_0 f + j\mu_0 f \cdot \ln \frac{\delta}{d_s} \quad [\Omega/\text{km}], \quad (3-25)$$

unde:

$d_s = \sqrt[3]{d_{1s} \cdot d_{2s} \cdot d_{3s}}$ [mm], pentru un singur fir de gardă;

$d_s = \sqrt[6]{d_{1s} \cdot d_{2s} \cdot d_{3s} \cdot d_{1s}' \cdot d_{2s}' \cdot d_{3s}'}$ [mm], pentru două fire de gardă;

$d_{1s}, d_{2s}, d_{3s}, d_{1s}', d_{2s}', d_{3s}'$ — distanțele dintre conductoarele liniei și firele de gardă;

Z_s — impedanța buclei fir de gardă — pământ, în Ω/km ;

$$Z_s = \frac{R_s}{a} + \frac{\pi\mu_0}{4} f + j\mu_0 f \left(\ln \frac{\delta}{r_s'} + \frac{\mu_r}{4a} \right), \quad (3-26)$$

unde:

R_s este rezistența firului de gardă, în Ω/km ;

$R_s = R_L$, în cazul conductoarelor de Cu, Al, OL—Al în mai multe straturi;

$R_s = (1,15-1,6)R_L$ — pentru sîrmă de oțel, în funcție de structura conductorului și a intensității curentului;

μ_r — permeativitatea relativă a conductorului firului de gardă;
 $\mu_r = 1$, pentru conductoare de Cu, Al, OL—Al (în mai multe straturi);
 $\mu_r = 5 \dots 15$, pentru OL—Al, într-un singur strat;
 $\mu_r \approx 15 \dots 100$, pentru sîrma de oțel, în funcție de structura conductorului și intensitatea curentului;

a — numărul firelor de gardă;

r'_s — raza echivalentă a conductorului firului de gardă, în mm;

r_s — raza geometrică a conductorului firului de gardă, în mm;

cînd $a = 1r'_s = r_s$

cînd $a = 2r'_s = \sqrt{r_s \cdot d_{ss}'}$,

unde :

d_{ss}' — distanța dintre centrele firelor de gardă;

Z_m — impedanța mutuală a conductoarelor liniei (dublu circuit) cu pămîntul.

$$Z_m = \frac{\pi \mu_0 \cdot f}{4} + j \mu_0 f \ln \frac{8}{D} \quad \Omega/\text{km}], \quad (3-27)$$

unde :

$$D = \sqrt[3]{d_{11} \cdot d_{21} \cdot d_{31} \cdot d_{12} \cdot d_{22} \cdot d_{32}}$$

(d_{11} , d_{21} , d_{31} , d_{12} , d_{22} , d_{32} sînt distanțele geometrice dintre conductoarele fazelor celor două circuite ale liniei electrice aeriene, în mm).

3.1.2. Elementele mecanice ale liniilor electrice aeriene

Elementele componente ale liniilor electrice aeriene sînt :

— conductoarele, prin care trece curentul electric, asigurînd transportul energiei electrice;

— stîlpii, care susțin conductoarele la anumite distanțe între ele și față de pămînt;

— izolatoarele, care asigură izolarea conductoarelor aflate la diferite tensiuni, între ele și față de pămînt;

— armăturile, prin care se asigură legăturile dintre conductoare, conductoare și izolatoare, izolatoare și stîlpi.

A. Conductoarele liniilor electrice aeriene se confecționează din metale neizolate, care trebuie să îndeplinească trei condiții principale :

a) să aibă o rezistivitate cît mai redusă, pentru ca pierderile de energie și tensiune în rețea să fie cît mai mici;

b) să aibă o rezistență mecanică mare, pentru a suporta în bune condiții eforturile mecanice la care sînt supuse;

c) să fie cît mai ieftine.

Conductoarele liniilor electrice aeriene se confecționează din cupru, aluminu, oțel-bronz, aldre, almalec, oțel-aluminu, oțel-cupru. În mod obișnuit, se fabrică conductoare din cupru, aluminu și oțel-aluminu și oțel sub formă de conductoare monofilare sau multifilare.

Conductoarele monofilare se execută la secțiuni mici, de la 6 mm² până la 16mm² și se folosesc, de regulă, în rețelele de joasă tensiune.

Conductoarele multifilare sînt construite din mai multe fire de același diametru, dispuse în straturi concentrice. Numărul firelor în straturi este un multiplu de șase, iar numărul total al firelor din conductor se obține cu relația :

$$N=1+6+2.6+3.6+\dots$$

Se mai folosesc și conductoare tubulare, pentru evitarea fenomenului corona, iar pentru mărirea capacității de transport a liniilor electrice sînt utilizate, pentru fiecare fază, așa-numitele *conductoare fasciculare*, sau *jumelate* (formate din două, trei sau chiar patru conductoare multifilare, montate la anumite distanțe, ceea ce face să crească diametrul aparent al conductorului de fază).

În tabelul 3.5 sînt date caracteristicile conductoarelor folosite, mai frecvent, în construcția rețelelor electrice aeriene.

B. *Stilpii liniilor electrice aeriene* pot fi clasificați după tensiunea liniei, după destinația lor, după coronamentul lor, după materialul stilpului, după construcția fundației.

Tensiunea liniei determină gabaritele stilpilor, care la rîndul lor, condiționează în oarecare măsură materialul de construcție al stilpilor.

După destinație, stilpii liniilor aeriene pot fi :

— *stilpi de susținere*, care susțin conductoarele liniei prin intermediul lanțurilor de izolatoare ;

— *stilpi de întindere*, care, prin lanțuri de izolatoare cu o poziție aproape orizontală (din cauza întinderii), întind conductoarele liniilor aeriene pe un panou (interval ce cuprinde cinci până la zece stilpi de susținere) și preiau eforturile de tracțiune ale conductoarelor în cazul ruperii unui conductor ;

— *stilpi terminali* sau de capăt, care funcționează ca niște stilpi de întindere și la care eforturile orizontale și verticale acționează în permanență ;

— *stilpi de colț*, amplasați în locurile unde linia își schimbă direcția ; ei preiau eforturi orizontale sub diferite unghiuri și, de aceea, sînt dimensionați ca și stilpii terminali ;

— *stilpi speciali* — de construcție specială, folosiți în cazuri deosebite (traversări de riuri, transpuneri de faze etc.).

Coronamentul stilpilor este determinat de numărul circuitelor și de modul de dispunere a conductoarelor.

Pentru linii cu un singur circuit, dispoziția fazelor poate fi în *triunghi* — folosite la liniile de joasă și medie tensiune, pe stilpi de beton, sau în *linie* —

TABELUL 3.5

Conductoare neizolate pentru linii electrice aeriene.

Secțiunea nominală, în mm²	Nr. de fire în conductor	Sarcina minimă de rupere la întindere (kgf)	Rezistivitatea electrică maximă la 20°C Ω/km	Reactanța pe fază Ω/km		Masa medie kg/km	Curentul maxim admis la 25°C A	
				Distanța dintre faze, mm			Montaj exterior	Montaj interior
				400	600			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Conductoare din cupru								
6	1	228	3,059	0,371	0,397	52	65	35
10	1; 7	379	1,839	0,355	0,381	87	90	80
16	1; 7	688	1,126	0,333	0,358	142	120	100
25	7	907	0,751	0,319	0,345	224	170	140
35	7; 19	1 258	0,544	0,308	0,336	309	205	175
50	19	1 807	0,378	0,297	0,325	448	265	220
70	19	2 531	0,270	0,283	0,309	628	320	280
95	19	3 395	0,201	0,274	0,300	642	390	340
120	37	4 340	0,157	—	0,292	1 078	425	405
150	37	5 394	0,126	—	0,287	1 339	535	450
185	37	6 612	0,103	—	0,280	1 642	605	530
Conductoare din aluminiu								
16	7	251	1,887	0,333	0,358	46	100	80
25	7	383	1,232	0,319	0,345	66	125	100
35	7	538	0,871	0,308	0,336	97	160	175
50	7; 19	729	0,606	0,297	0,325	139	200	170
70	19	1 009	0,458	0,283	0,309	188	250	215
95	19	1 423	0,322	0,274	0,300	265	305	260
120	19	1 685	0,257	—	0,292	334	355	310
150	37; 61	2 199	0,204	—	0,287	420	415	360
185	37; 61	2 713	0,165	—	0,280	521	470	410
240	37; 61	3 210	0,133	—	0,274	696	575	505
300	61	4 320	0,101	—	0,268	858	665	580
Conductoare funie din oțel zincat (tip A; B; C; D)								
10	7	{ tip A 40 kgf/mm²	15,0	25,0	Ca la conductoarele de cupru de secțiune corespunzătoare plus reacțianța internă	80	45	
16	7		8,8	16,0		128	60	
25	7	{ Tip B 70 kgf/mm²	5,8	10,0		194	75	
35	7		4,1	7,3		275	95	
50	7; 19	{ Tip C 120 kgf/mm²	2,8	5,1		396	120	
70	19		2,1	3,8		528	145	
95	19	{ Tip D 140 kgf/mm²	1,5	2,7		751	185	
120	19; 37		1,2	2,2		941	215	
150	37	{	1,0	1,7		1 157	245	
185	37		0,8	1,4		1 465	285	

TABELUL 3.5 (continuare)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Conductoare din oțel-aluminiu (normale)								
16/2,5	1+ 6	508	1,921	Se pot lua valorile reac- tanțelor conductoarelor de aluminiu de secțiune simi- lară	64	100		
25/4	1+ 6	795	1,235		100	125		
35/6	1+ 6	1 145	0,857		144	160		
50/8	1+ 6	1 564	0,610		202	205		
70/12	7+26	2 260	0,444		284	260		
95/15	7+26	3000	0,326		381	315		
120/21	7+26	4,30	0,240		523	360		
150/25	7+26	5 020	0,198		636	420		
185/32	7+26	6 070	0,160		787	485		
240/40	7+26	7 740	0,124		1 005	575		
300/50	7+26	9 600	0,100		1 250	665		
400/75	19+28	13 463	0,080		1 786	—		
450/175	19+63	14 556	0,070	1 892	—			
Conductoare din oțel-aluminiu (întărite)								
95/22	7+30	3 820	0,312		451	315		
120/28	7+30	4 840	0,246		576	360		
150/36	7+30	6 200	0,192		739	420		
185/43	7+30	7 500	0,159		892	485		
240/56	7+30	9 580	0,122		1 163	575		
300/69	19+30	11 850	0,096		1 455	665		
400/85	19+30	14 894	0,079		1 820	—		
450/97	19+30	16 917	0,065		2 089	—		

aplicată mai des la liniile de înaltă tensiune, pe stâlpi portal de beton sau stâlpi metalici în formă de γ (fig. 3.6).

Pentru liniile de înaltă tensiune, cu dublu circuit, se utilizează dispozițiile: con (brad) drept, con (brad) întors, exagon etc. (fig. 3.7).

După materialul din care sint confecționați, stâlpii pot fi: de lemn, metalici și de beton.

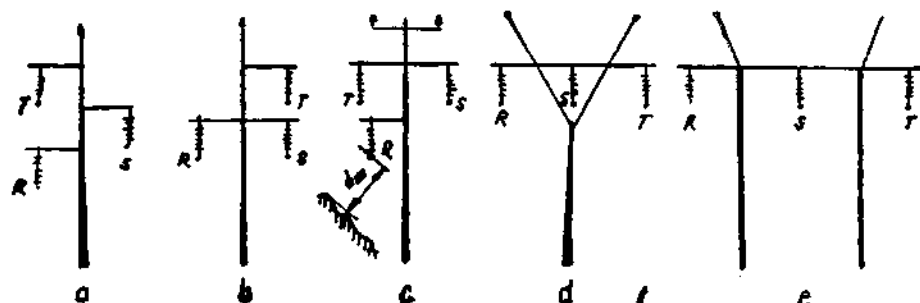


Fig. 3.6. Coronamente ale stâlpilor metalici cu simplu circuit.

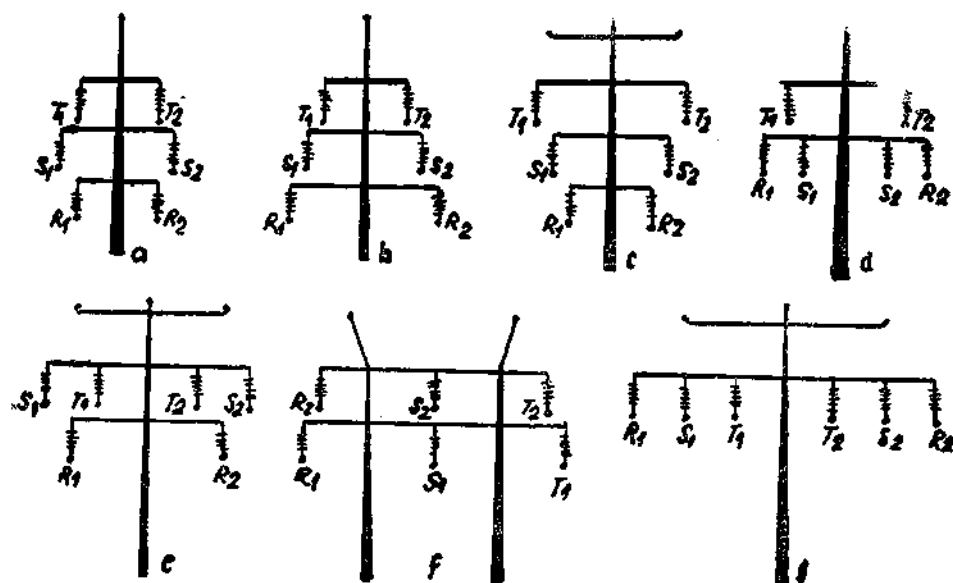


Fig. 3.7. Coronamente ale stîlpilor metalici cu dublu circuit.

Stîlpii de lemn se confecționează din rășinoase (molid, brad, pin) și foioase (stejar, gorun, salcîm), etc. Sînt ieftini, ușor de executat, elastici la eforturi mecanice, măresc izolația liniilor. Prezintă însă și numeroase dezavantaje: au durabilitate redusă, sînt de lungime limitată, materialul este neomogen. Prin impregnarea cu substanțe antiseptice (creozot, gudron) crește durabilitatea lor de la 3—5 ani la 15—20 ani. Pentru mărirea lungimii lor se utilizează adausuri, iar pentru mărirea rezistenței se construiesc stîlpi cu proptea sau în formă de A (fig. 3.8). Stîlpii de lemn se folosesc pînă la tensiuni de 110 kV și se rigidizează prin simple îngropări în pămînt.

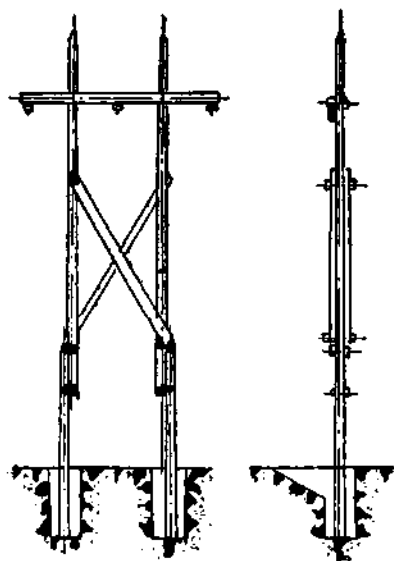


Fig. 3.8. Stîlp portal întărit, de lemn.

Stîlpii metalici se folosesc, de regulă, pentru tensiuni mai mari de 35 kV și numai în cazuri excepționale la tensiuni mai mici. Au o durabilitate mare, dar trebuie, periodic vopsiți, la intervale de 5—6 ani. Ei se construiesc din subansamble fixate între ele prin nituri sau sudură. Stîlpii metalici au o largă utilizare la liniile de înaltă tensiune cu 2 circuite. Fundațiile stîlpilor metalici se execută din beton (fig. 3.9).

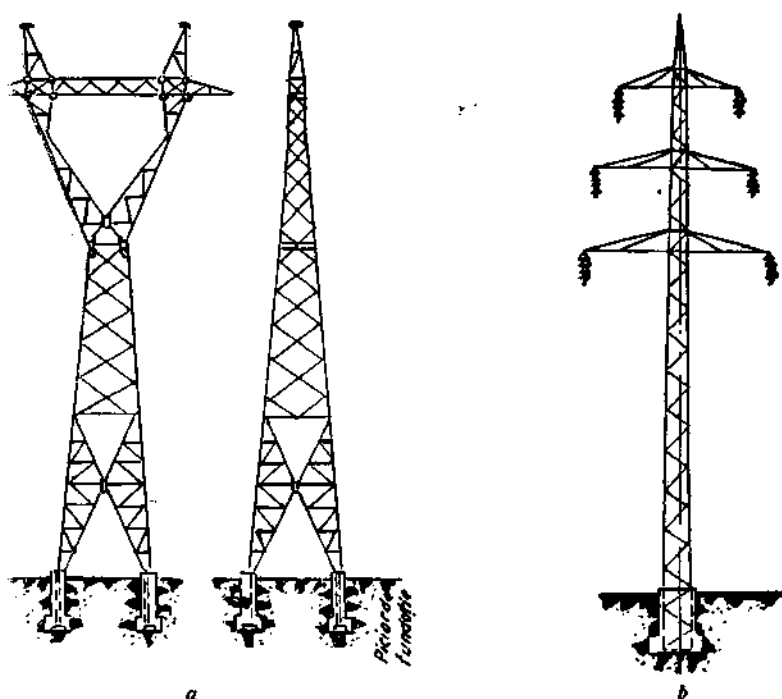


Fig. 3.9. a) Stîlp metalic de susținere, în formă de Y, pentru linii de 110 sau 220 kV. b) stîlp metalic de susținere, în formă de con drept, pentru linii de 110 kV, cu două circuite.

Stîlpii de beton (fig. 3.10) au căpătat o largă utilizare ca urmare a avantajelor ce le prezintă: sînt ieftini, au o durabilitate mare (30—35 ani), necesită cheltuieli minime de întreținere. Din nefericire sînt greu de manipulat și au o rezistență relativ mică la rupere. Sînt folosiți foarte mult la liniile de joasă, medie și înaltă tensiune — pînă la 110 kV. Se folosesc, de asemenea, cu mare succes la construcțiile stațiilor electrice aeriene.

În tabelul 3.6 sînt prezentate tipurile de stîlpi, cu caracteristicile principale și locurile de utilizare, folosite în România.

C. **Izolatoarele liniilor aeriene** trebuie să satisfacă două condiții fundamentale: să aibă o bună rigiditate dielectrică și o bună rezistență mecanică.

Din punct de vedere al tensiunilor la care sînt utilizate, izolatoarele se împart în două categorii:

- izolatoare de joasă tensiune, pentru instalații cu tensiune sub 1 000 V (fig. 3.11);
- izolatoare de înaltă tensiune, pentru instalații cu tensiune peste 1 000 V (fig. 3.12);

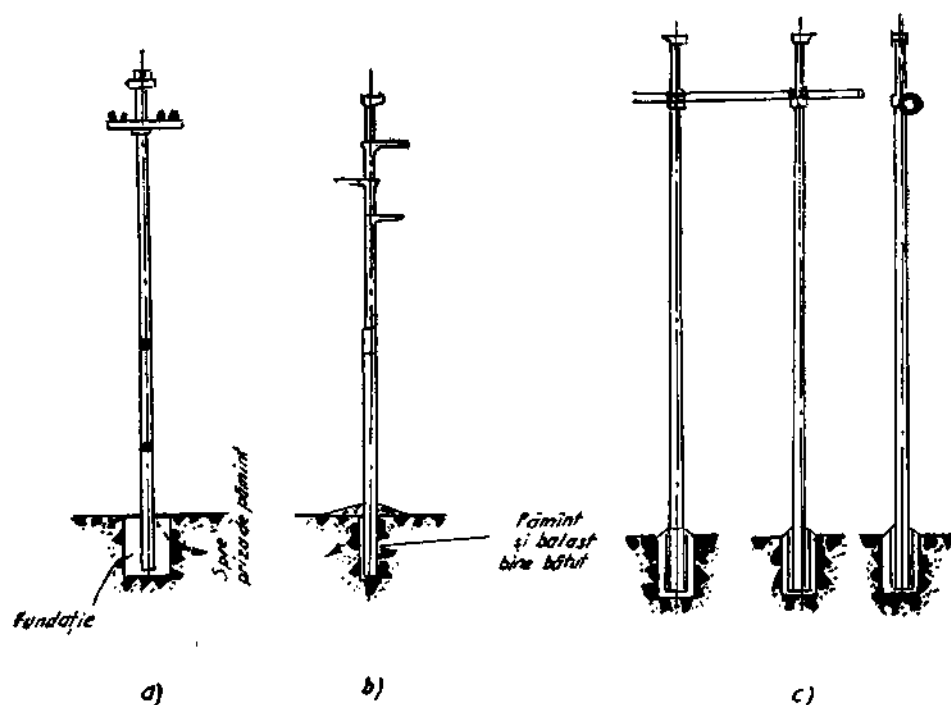


Fig. 3.10. Stilpi din beton armat centrifugat:

a — stâlp de susținere pentru linii de 3-15 kV ; b — stâlp de susținere pentru linii de 35 kV ; c — stâlp de susținere pentru linii de 110 kV.

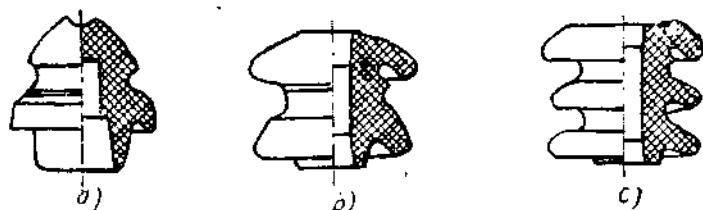


Fig. 3.11. Izolatoare de joasă tensiune:

a — izolator de susținere de tip N (normal) ; b — izolator de tracțiune de tip T pentru un conductor ; c — izolator de tracțiune de tip TD pentru două conductoare.

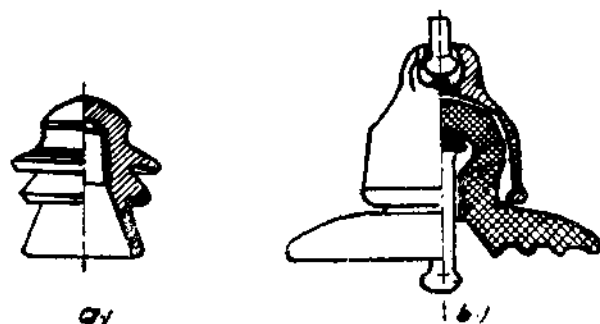


Fig. 3.12. Izolatoare de înaltă tensiune:

a — izolator rigid ; b — element de izolator de suspensie.

TABELUL 3.6

Stâlpi pentru rețele electrice aeriene.

Construcția		Tipul	Lungimea m	Utilizarea
Stâlpi pentru L.E.A. sub 1 kV				
Din lemn de rășinoase impregnat		SLS	7 — 11	de susținere
		SLAI \pm 1,2	8 — 12	de întindere, de capăt, de colț
		SLAC 1,2	8 — 12	de colț, de capăt
		SLAD 1,2		idem
Din beton armat	Centrifugat	SC 10; SCP 10	10	de susținere de colț, terminal
		SF, SFP	10 — 11	de utilizare comună
		I	5; 9; 12; 14	de iluminat public
	Vibrat	SV — 10	10	de susținere de colț, terminal
	vibrat precomprimat	SE	10; 11; 12	de susținere (tip 3, 4, 5) de întindere, terminali, de colț (tip 12), terminali (tip 10; 11)
Stâlpi pentru L.E.A. de 6 — 20 kV				
Din lemn de rășinoase impregnat		SLS	12 — 14	de susținere
		SLAC 1M	12 — 14	de colț, terminali
		SLAP 2M	12 — 14	de colț, terminal
Din beton armat	centrifugat	SC 15	12 — 16,2	de susținere, de colț, terminal, de întindere în traversări
	vibrat	SV 15	12 — 14	idem
	vibrat precompr. mat	SE	12 — 14	idem
Stâlpi pentru L.E.A. de 6 — 20 kV				
Din lemn de rășinoase impregnat		SLS	14,8 — 15,3	de susținere
		SLPS 12 + 6,5 a	16,8	stîlp portal de susținere
		SLAC 12 + 1 an	15,3 — 16,8	de colț
		SLPAIT 13 + 6 a	16,3	stîlp portal de întindere
		SLAIC 12 + 6 a	16,3	idem de întindere și de colț
Din beton armat centrifugat		SCS 35	20	de susținere
		SB	19,1	de susținere cu 1 și 2 circuite
Metalic		ICN	19,1	de întindere, de colț cu 1 și 2 circuite
		IC 140; IT	2,16	idem cu dublu circuit

TABELUL 3.7

Izolatoare pentru linii electrice aeriene.

Tipul	Tensiunea maximă kV	Secțiunea maximă a conductorului mm ²	Sarcina maximă de rupere kgf.	Utilizarea
N 60	0,25	10	300	{ LEA sub 1 kV, servind la preluarea greutateii conductorului pe care îl susține.
N 85	1	50	400	
N 95	1	150	700	
T 65	0,25	25	400	{ Idem, preluând în plus și sarcina datorită tracțiunii unuia (tip T) sau a două (tip (TΔ)) conductoare
T 80	1	50	500	
T 115	1	150	700	
TΔ 80	1	50	500	
TΔ 115	1	150	700	
A 3	1	—	38	{ Pentru consolidarea stîlpului de lemn al LEA prin ancorare
A 6	1	—	61	
A 8	1	—	87	
Sig 85	0,5	6	—	{ În rețele și bransamentele aeriene pentru protecția siguranțelor montate aeriene
sig 115	0,5	16	—	
sig 140	0,5	50	—	
Δ 6	6	—	1 200	{ La LEA cu stâlpi de lemn cu suportul nelegat la pământ sau la LEA de 6—20 kV pentru toate categoriile de stâlpi legați la pământ
Δ 10	10	—	1 350	
Δ 20	20	—	1 800	
Δ 35	35	—	2 500	
Vk 60/2	20	—	5 500	
Vk 75/2	30	—	10 000	{ L.E.A. — cu izolatoare de susținere cu elemente individuale sau cu lanțuri de izolatori
LP 60/5/380	30	—	5 500	{ Izolatoarele tijă se utilizează ca izolatoare de susținere în LEA de 60-110-110-380 kV, culașuri formate de 1—2 sau 3 izolatori
LP 60/5/390	30	—	6 700	
LP 60/5/490	30	—	6 700	
LP 75/14/840	60	—	12 000	
LP 75/22/1240	110	—	12 000	
LP 85/14/900	60	—	15 000	
LP 85/22/1280	110	—	15 000	
LP 75/17/860	60	—	12 000	
LP 75/27/1240	110	—	12 000	
LP 85/17/900	60	—	15 000	
LP 85/27/1280	110	—	1 500	
LG 80/5/400	30	—	5 500	
LG 60/5/420	30	—	6 700	
LG 60/7/520	30	—	6 700	
LG 75/14/900	60	—	12 000	
LG 75/22/1270	110	—	12 000	
LG 85/14/920	60	—	15 000	{ Idem
LG 85/22/1300	110	—	15 000	
LG 75/17/900	60	—	12 000	
LG 75/27/1270	110	—	12 000	
LG 85/17/920	60	—	15 000	
LG 85/27/1300	110	—	15 000	

Izolatoarele de joasă tensiune pot fi de susținere de tip *N* (normal), de tracțiune de tip *T* (pentru un conductor) și *TD* (pentru două conductoare). Izolatoarele de înaltă tensiune se construiesc de tip rigid (suport) și de suspensie (de susținere).

După solicitările pe care le suportă, izolatoarele pot fi :

— *izolatoare de susținere*, care preiau numai greutatea conductoarelor, a chiciurii și presiunea vântului ;

— *izolatoare de tracțiune*, care preiau în plus și eforturile de tracțiune din conductoare.

În afara îndeplinirii condițiilor mecanice și electrice, izolatoarele trebuie : să nu fie higroscopice, să suporte variațiile de temperatură, să reziste la acțiunea agenților atmosferici, să se conserve bine un timp cât mai îndelungat, să nu aibă greutate mare, pentru a putea fi manipulate și montate cu ușurință, să fie cât mai ieftine.

Tabelul 3.7 prezintă tipurile de izolatoare folosite frecvent în România la echiparea liniilor electrice aeriene, iar modul de corelare a izolatoarelor pentru liniile electrice aeriene este dat în tabelul 3.8.

D. *Armăturile* liniilor electrice aeriene pot fi de *protecție* și de *prindere*. Din categoria armăturilor de protecție fac parte *coarnele de protecție*, împotriva conturnării lanțurilor de izolatoare, și *clemele antivibratoare*, pentru protecția împotriva vibrațiilor.

În categoria armăturilor de prindere se includ *suportii* pentru prinderea izolatoarelor, de *stilpi* și *clemele* pentru prinderea conductoarelor de izolatoare, sau pentru înădirea conductoarelor. *Suportii* pot fi drepi, curbi sau în formă de cadru, în funcție de tipul izolatorului folosit (fig. 3.13).

Legarea conductoarelor de izolatoare rigide se face cu bandă de aluminiu moale, de 10×1 mm, și poate fi în *cruce simplă*, în *cruce întărită* și în *legătură dublă* (fig. 3.14).

Clemele pentru prinderea conductoarelor de izolatoare sînt de două tipuri

— cleme de susținere, pentru stilpii de susținere ;

— cleme de întindere, pentru stilpii de întindere.

Din prima categorie fac parte *clemele fixe* — (S_f), *clemele oscilante* — (S_o), *clemele oscilante cu declanșare* — (S_{oa}), și *clemele oscilante cu declanșare și rolă* — (S_{oar}) (fig. 3.15).

La clemele oscilante, conductorul, care este fixat în patul clemii, poate aluneca atunci cînd lanțul de izolatoare se înclină cu un unghi de $40-45^\circ$ (ca urmare a ruperii conductorului într-o deschidere).

Clemele din a doua categorie — de întindere — se construiesc cu *pană* (*TP*) sau cu *con* (*TC*), după modul cum este fixat rigid conductorul în clemă (3.16).

Clemele pentru înădirea conductoarelor pot fi pentru *legături electrice și mecanice* (suportă eforturile mecanice ce apar în conductoare) (fig. 3.17), sau pot servi numai pentru *legături electrice*, ca în cazul conductoarelor ce formează buclele de legătură la stilpii de întindere (fig. 3.18).

TABELUL 3.8

Corelarea izolatoarelor ST, VK, LP și LG pentru LEA la tensiuni de peste 1 kV.

Tensiunea în kV	Numărul de elemente pentru diferite condiții de lucru			
	normale	mai puțin favorabili	nefavorabili	foarte nefavorabili
<i>Izolatoare suport ST.</i>				
3	1 element ST 10	1 element ST 10	1 element ST 10	1 element ST 10
6	"	"	"	1 element ST 20
10	"	"	"	1 element ST 30
15	1 element ST 20	1 element ST 20	1 element ST 20	"
20	"	1 element ST 30	1 element ST 30	Se folosesc izola- toare lanț
30	1 element ST 30	Se folosesc izola- toare lanț	Se folosesc izola- toare lanț	"
<i>Izolatoare cu 1/2 plină Vk</i>				
10	1 element Vk 60/2	1 element Vk 60/2	1 element Vk 60/2	1 element Vk 60/2
15	"	"	"	1 element Vk 75/2
20	"	1 element Vk 75/2	1 element Vk 75/2	"
30	1 element Vk 75/2	2 elemente Vk 60/2	2 elemente Vk 60/2	2 elemente Vk 60/2
45	2 elemente Vk 60/2	2 elemente Vk 75/2	2 elemente Vk 75/2	3 elemente Vk 75/2
60	2 elemente Vk 75/2	3 elemente Vk 75/2	3 elemente Vk 75/2	4 elemente Vk 75/2
110	4 elemente Vk 75/2	5 elemente Vk 75/2	5 elemente Vk 75/2	6 elemente Vk 75/2
150	6 elemente Vk 75/2	7 elemente Vk 75/2	7 elemente Vk 75/2	8 elemente Vk 75/2
<i>Izolatoare tip tija LP și LG</i>				
15	1 element 60/5	1 element 60/5	1 element 60/5	1 element 60/5
20	"	"	1 element 60/7	1 element 60/7
30	"	1 element 60/7	2 elemente 60/5	2 elemente 60/5
45	2 elemente 60/5	1 element 60/5 și 1 element 60/7	2 elemente 60/7	2 elemente 60/7
60	1 element 75/14	1 element 75/14	1 element 75/17	1 element 75/22
110	1 element 75/22	1 element 75/27	2 elemente 75/14	2 elemente 75/17
150	2 elemente 75/14	2 elemente 75/17	1 element 75/14 și 1 element 75/22	1 element 75/17 și 1 element 75/27
220	2 elemente 75/22	2 elemente 75/27	2 elemente 75/22 și 1 element 75/14	3 elemente 75/22
380	2 elemente 75/22 și 1 element 75/14	3 elemente 75/22	3 elemente 75/27	3 elemente 75/22 și 1 element 75/14

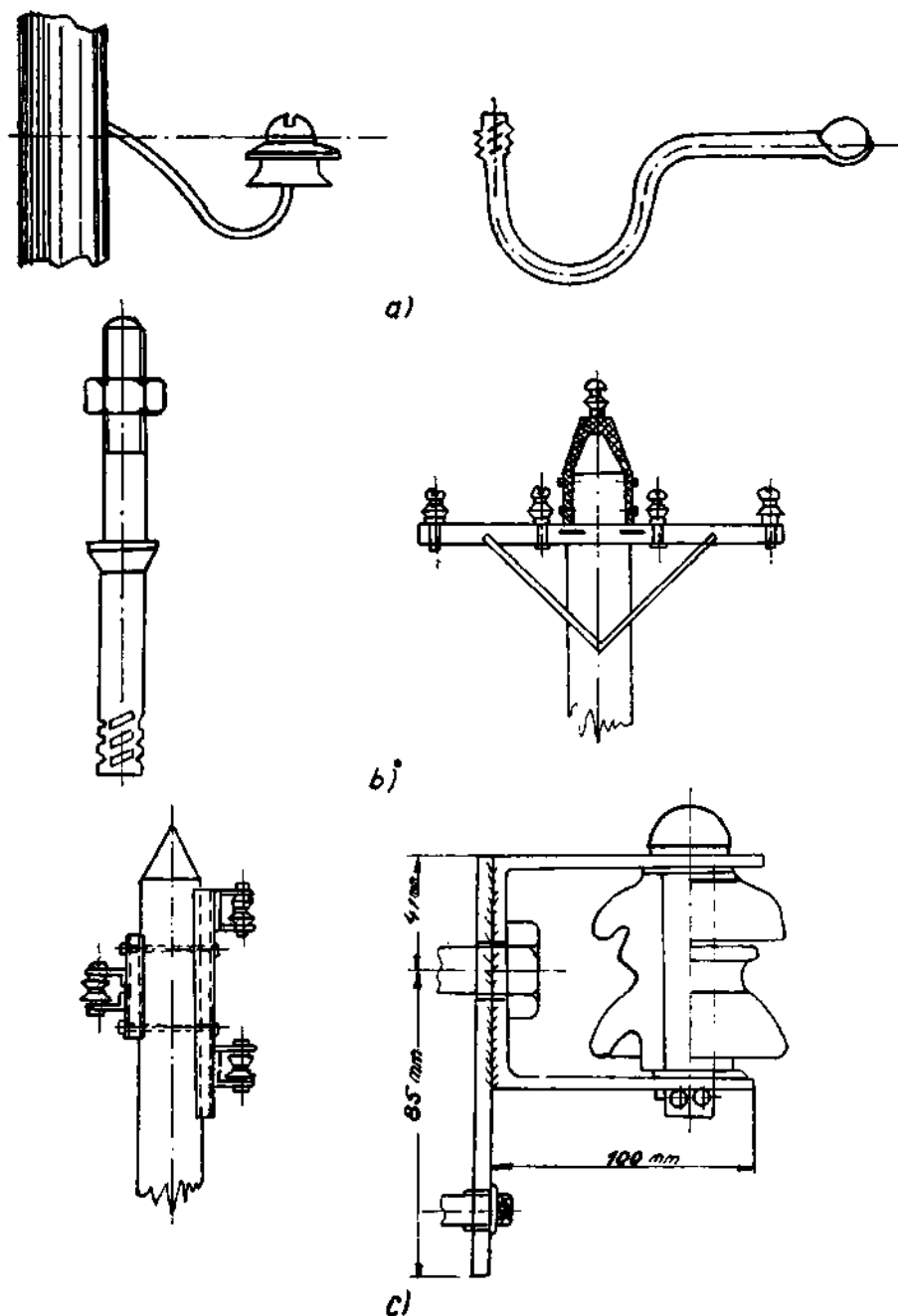


Fig. 3.13. Fixarea izolatoarelor rigide :

a — cu suporturi curbate ; b — cu suporturi drepte ; c — cu suporturi în formă de cadru pentru izolatoare de tracțiune.

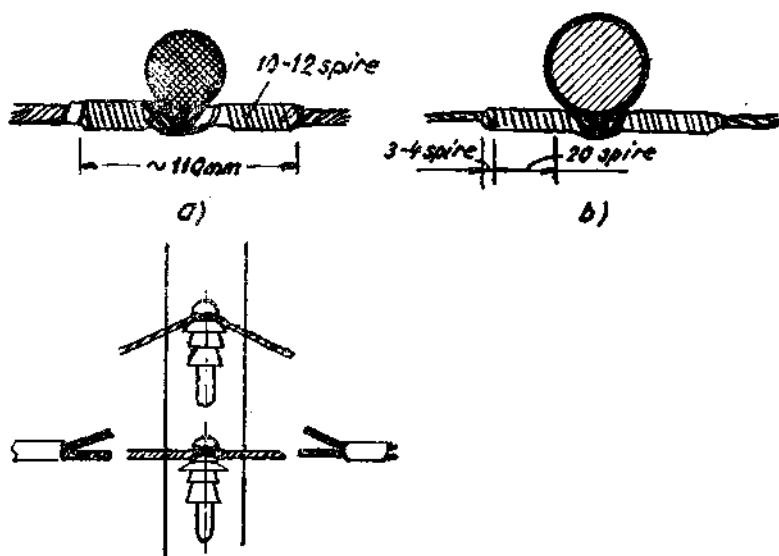


Fig. 3.14. Legarea conductoarelor de izolatoarele rigide :
a — în cruce simplă ; b — în cruce întărită ; c — cu legătură dublă.

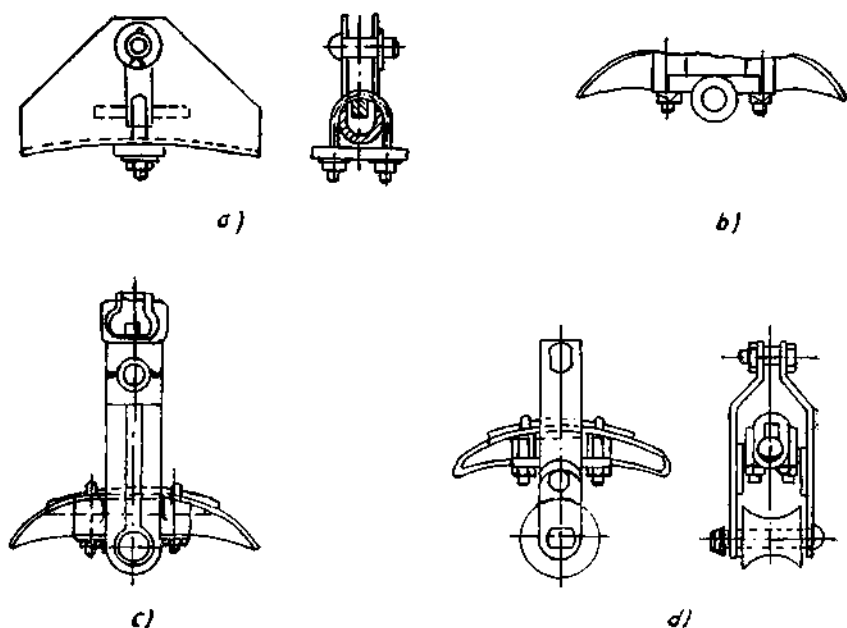


Fig. 3.15. Cleme de susținere
a — clemă fixă (S_f) ; b — clemă oscilantă (S_o) ; c — clemă oscilantă cu declenșare (S_{od}) ; d — clemă oscilantă cu declenșare și rolă de alunezare (S_{odr}).

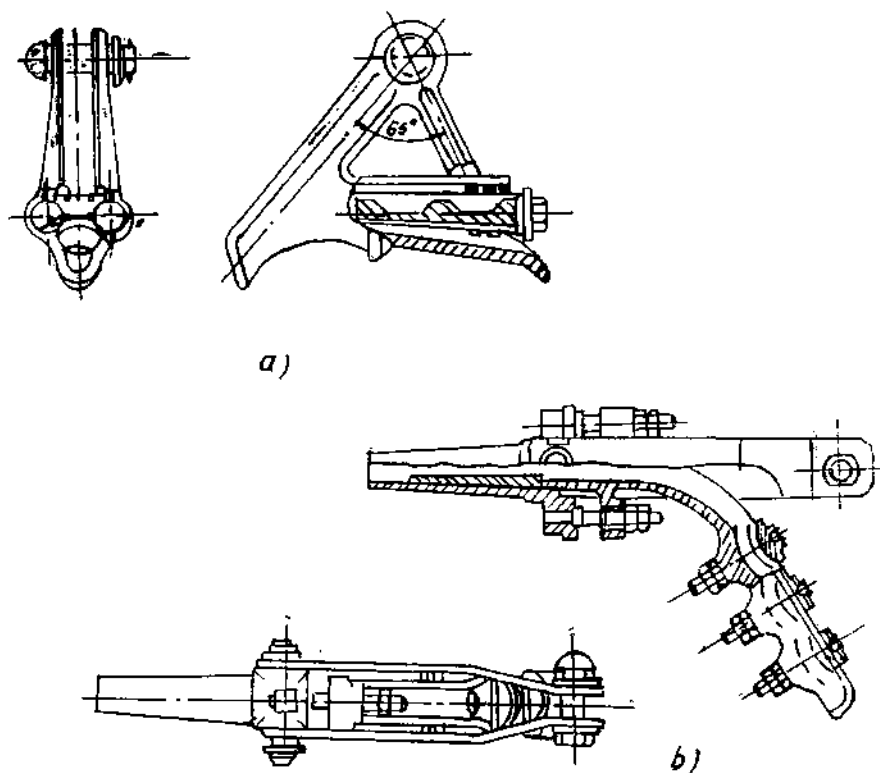


Fig. 3.16. Cleme de întindere:

a — clemă cu pană (TP); b — clemă cu con (TC).

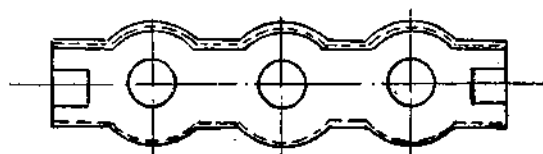
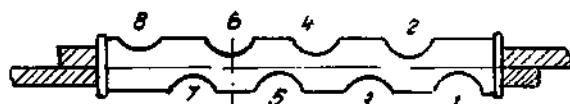


Fig. 3.17. Cleme de legătură electrică și mecanică:

a — clemă cu bulon sau cu nit; b — clemă cu creștături.



Ordinea de executare a creștăturilor

b)

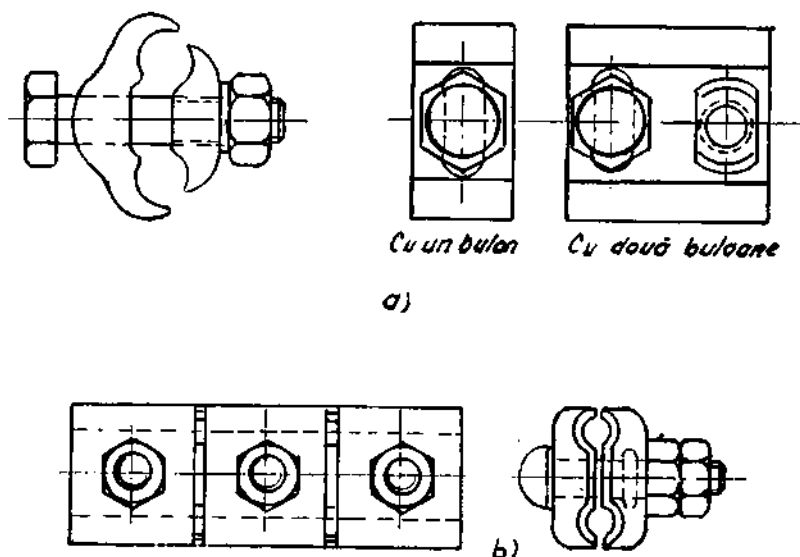


Fig. 3.18. Cleme pentru legătură electrică :

a — clemă universală pentru linii cu tensiunea sub 1 kV ; b — clemă cu plăci de contact pentru linii cu tensiunea peste 1 kV.

3.1.3. Calculul mecanic al liniilor electrice aeriene

Calculul are drept scop dimensionarea sau alegerea echipamentului (conductoare, stâlpi, izolatoare, armături), astfel încât să suporte în bune condiții solicitările exterioare permanente, sau accidentale, care intervin în exploatare.

Determinarea forțelor exterioare și alegerea coeficienților de siguranță la dimensionarea echipamentelor depinde de importanța liniei și de condițiile meteorologice ale regiunii unde este amplasată linia.

Din punct de vedere al importanței, liniile sînt de 3 clase :

- clasa I-a : linii la tensiuni mai mari de 35 kV ; linii de 20—35 kV pentru consumatori de categoria I-a și a II-a ;
- clasa a II : liniile de 1—20 kV pentru toate categoriile de consumatori ; linii de 20—35 kV pentru consumatori de categoria a III-a ;
- clasa a III-a — toate liniile sub 1 kV.

Din punct de vedere al condițiilor meteorologice, teritoriul României este împărțit în două zone care diferă între ele numai prin grosimea chiciurei ce se depune pe conductoare :

- pentru zona I — grosimea chiciurei de 1,7 cm, la o viteză a vîntului de 15 m/s, iar pentru zona a II-a — grosimea chiciurei de 1,5 cm, la o viteză a vîntului de 10 m/s. Pentru ambele zone temperaturile limită sînt

— 30°C și +40°C, iar viteza vîntului (cînd nu este chiciură) 25 m/s. Pentru regiuni cu altitudine mai mare de 1 000 m, trebuie reconsiderată viteza vîntului de la 25, 15 și 10 m/s la 40, 25 și 15 m/s.

Comportarea materialelor se verifică la întindere (tracțiune), la compresiune și la alunecare (forfecare).

Eforturile unitare sînt :

— la tracțiune :

$$\sigma_t = \frac{F_t}{A} \quad [\text{kg/mm}^2], \quad (3-28)$$

— la compresiune :

$$\sigma_c = \frac{F_c}{A} \quad [\text{kg/mm}^2], \quad (3-29)$$

— la forfecare :

$$\tau = \frac{F_f}{A} \quad [\text{kg/mm}^2], \quad (3-30)$$

unde : F_t , F_c , F_f sînt forțele corespunzătoare solicitărilor la tracțiune, compresiune și forfecare, iar A — secțiunea.

Aceste eforturi trebuie să fie mai mici decît raportul dintre rezistența de rupere a materialului și coeficientul de siguranță al construcției :

$$\sigma \leq \frac{\sigma_{rup.}}{K_s}. \quad (3-31)$$

3.1.3.1 Calculul mecanic al conductoarelor liniilor electrice

Coeficientul de siguranță folosit în calcul are valorile :

— la tracțiune normală — $K_s=2-2,5$;

— la tracțiune redusă — $K_s=3-3,5$.

A. Sarcinile de calcul ale conductoarelor :

— sarcina specifică datorată greutății proprii a conductorului :

$$g_p = a \cdot \gamma \quad [\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (3-32)$$

unde : $a=1,02-1,03$ — coeficient care include lungimea sirmelor răsucite într-un conductor multifilar, ce este mai mare cu 2—3% decît lungimea conductorului multifilar ;

γ — greutatea specifică a materialului, în kg/cm^3 sau în $\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2$ pentru conductoarele oțel-aluminiu, sarcina specifică :

$$g_p = a \frac{(\gamma_{Al} \cdot S_{Al} + \gamma_{OL} \cdot S_{OL})}{S_{Al} + S_{OL}} \quad [\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2], \quad (3-33)$$

unde : S_{Al} și S_{OL} sînt secțiunile corespunzătoare ale conductoarelor de oțel și aluminiu.

— sarcina specifică datorată greutatei chiciurii :

$$g_{ch} = \frac{\frac{\pi(d+2b)^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4}}{S} \cdot g_0 = \frac{\pi b(d+b)}{S} \cdot g_0 = 0,00283 \frac{b(d+b)}{S} \quad [\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2], \quad (3-34)$$

unde :

$g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3}$ — sarcina specifică a chiciurii, în kgf/cm^3 sau $\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2$;
 d — diametrul conductorului, în mm ;
 b — grosimea stratului cilindric de chiciură, în mm ;
 S — secțiunea conductorului, în mm^2 .

— sarcina specifică datorată presiunii vîntului pe conductoare :

$$g_v = p_0 \frac{d}{S} \cdot 10^{-3} = c \cdot k \cdot \frac{v^2}{16} \cdot \frac{d}{S} \cdot 10^{-3} \quad [\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2], \quad (3-35)$$

unde :

d este diametrul conductorului, în mm ;
 S — secțiunea conductorului, în mm^2 ;
 $p_0 = c \cdot k \frac{v^2}{16}$ — presiunea vîntului pe unitatea de suprafață, în kgf/m^2 ;
 $c = 0,85$ — coeficientul de neuniformitate al vitezei vîntului ;
 k — coeficientul aerodinamic care depinde de forma suprafeței bătută de vînt ($k = 1,2$ pentru suprafețe cilindrice) ;
 v — viteza vîntului, în m/s.

Normativul românesc 1-L1-67 indică presiunea dinamică a vîntului (p_0) în funcție de zonele meteorologice ale țării și de viteza vîntului (tabelul 3.9).

TABELUL 3.9

Presiunea dinamică p_0 a vîntului.

Zona meteorologică	Presiunea dinamică p_d kgf/m ²				Coeficienți de majorare a presiunii dinamice funcție de înălțimea de la sol H în m.			
	vînt maxim		vînt simultan cu chiciură					
	$U_n \leq 110$ kV _o	220-400 kV _o	$U_n \leq 110$ kV _o	220-400 kV _o	$H \leq 30$	$30 < H \leq 50$	$50 < H \leq 75$	$75 < H \leq 100$
I a	76,5	100	25	25	1,0	1,4	1,7	1,9
I b	56	76,5	14	18				
II	45,5	76,5	10,5	18				
Zone alpine, altitudini peste 1 000 m	100	120	25	30				

Cînd conductoarele sînt acoperite cu chiciură, sarcina specifică, datorită presiunii vîntului, se calculează astfel :

$$g_{vch} = p_0 \frac{(d+2b) \cdot 10^{-3}}{S} = c \cdot k \frac{v^2}{16} \left(\frac{d+2b}{S} \right) \cdot 10^{-3} \quad [\text{kgf/m} \cdot \text{mm}^2] \quad (3-36)$$

— Sarcina specifică pe verticală :

$$g_{vert} = g_p + g_{ch} \quad (3-37)$$

— Sarcina specifică pe orizontală :

$$g_{oriz} = g_v \quad (3-38)$$

— Sarcina specifică totală :

$$g_t = \sqrt{g_{vert}^2 + g_{oriz}^2} = \sqrt{(g_p + g_{ch})^2 + g_{ch}^2} \quad (3-39)$$

Cînd nu există depuneri de chiciură ;

$$g_t = \sqrt{g_p^2 + g_v^2} \quad (3-40)$$

B. Ecuația de stare a conductorului :

Deschiderea a este distanța, măsurată pe orizontală, între două puncte consecutive de suspenție ale conductorului.

Denivelarea este distanța, măsurată pe verticală, între două puncte de suspenție consecutive ale conductorului.

Săgeata conductorului f este distanța măsurată pe verticală între dreapta care unește punctele de suspenție și tangenta cu axa conductorului, paralelă cu dreapta menționată (fig. 3.19).

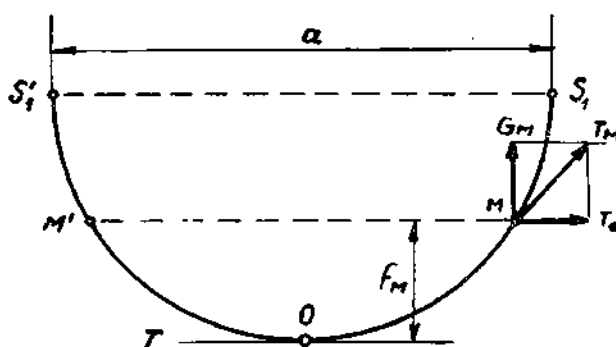


Fig. 3.19. Curba lanțisorului.

Curba descrisă de conductorul liniei, sub acțiunea sarcinilor mecanice uniform distribuite de-a lungul său, poartă numele de *lanțisor*. În practică, în studiul liniilor electrice aeriene, curba lanțisorului se înlocuiește cu o parabolă, fără a se introduce erori prea mari.

Conform acestor simplificări, calculul săgeții f și al lungimii conductorului l pentru o deschidere este :

$$f = \frac{a^2 \cdot g}{8\sigma_0} \quad [\text{m}], \quad (3-41)$$

$$l = a + \frac{a^3 g^2}{24\sigma_0^2} \quad [\text{m}], \quad (3-42)$$

În care :

- a este deschiderea conductorului, în m ;
 g — greutatea specifică a conductorului, (în kgf/m · mm²) ;
 σ_0 — efortul unitar în punctul O (fig. 3.19), în kgf/mm²).

Efortul unitar (σ_0) depinde de temperatura (θ) a mediului și de încărcarea (g) a conductorului. Este stabilită relația între efortul unitar (σ_0) și mărimile de stare (θ) și (g) ale conductorului, numită ecuație de stare a conductorului.

$$\sigma_0 - \frac{ag^2}{24\sigma_0^2\beta} = -\frac{\alpha}{\beta}\theta, \quad (3-43)$$

În care, în afară de notațiile de mai sus :

α este coeficientul de dilatare termică a conductorului ;

β — coeficientul de alungire elastică a conductorului ($\beta = \frac{1}{E}$, unde E este modulul de elasticitate al materialului).

Cu ajutorul ecuației de stare se determină (σ_0), atunci cînd sînt dați coeficienții (α) și (β) și sînt cunoscute mărimile (θ) și (g) (determinate în raport cu starea inițială : $\theta=0$; $g=0$). Scriind ecuația de stare, raportată la două stări arbitrare m și n se obține, relația între cele două stări :

$$\sigma_n = \frac{a^2 g_n^2}{24 \sigma_n^2} = \sigma_m - \frac{a^2 g_m^2}{24 \sigma_m^2} - \frac{\alpha}{\beta} (\theta_n - \theta_m). \quad (3-44)$$

Relația permite determinarea uneia dintre mărimile σ_m sau σ_n , în funcție de celelalte mărimi, considerate cunoscute.

C. *Deschiderea critică* (a_{cr}) este deschiderea pentru care efortul unitar maxim în conductor este același atît la încărcarea cu sarcina maximă (g_{max}) la temperatura corespunzătoare chiciurii (θ_{ch}), cît și la temperatura minimă (θ_{min}) cu încărcarea (g_p).

$$a_{cr} = \sigma_{max} \sqrt{\frac{24\alpha(\theta_{ch} - \theta_{min})}{g_{max}^2 - g_p^2}} \quad [m] \quad (3-45)$$

Dacă deschiderea reală a este mai mare decît deschiderea critică, atunci solicitările maxime în conductor apar la încărcarea maximă (g_{max}), iar dacă deschiderea reală este mai mică decît deschiderea critică, solicitările maxime în conductor apar la temperatura minimă.

D. *Temperatura critică* este temperatura pentru care conductorul întins sub acțiunea greutății proprii are o săgeată egală cu aceea a conductorului întins sub acțiunea sarcinii maxime. Expresia temperaturii critice este dată de :

$$\theta_{cr} = \theta_{ch} + \sigma_2 \frac{\beta}{\alpha} \left(1 - \frac{g_p}{g_{max}} \right) \quad [^\circ C], \quad (3-46)$$

unde :

- $\theta_{ch} = -5^\circ C$ — temperatura corespunzătoare formării chiciurii ;
 σ_2 — efortul unitar din conductor în condiții de chiciură.

Dacă temperatura maximă a mediului ambiant ($\theta_{max}=40^{\circ}\text{C}$) este mai mare decât temperatura critică, atunci săgeata maximă se realizează în cazul temperaturii maxime. Dacă temperatura maximă a mediului ambiant este mai mică decât temperatura critică, atunci săgeata maximă se realizează în cazul sarcinilor specifice maxime (la depuneri de chiciură).

3.1.3.2. Calculul mecanic al stîlpilor

Asupra stîlpilor liniilor electrice aeriene acţionează forţe exterioare care provoacă eforturi de întindere, compresiune, încovoiere sau torsiune în diferitele piese componente ale stîlpilor. Stîlpul trebuie să fie astfel dimensionat încît eforturile mecanice care apar să nu depăşească limitele admisibile în nici una din piesele componente. Trebuie, de asemenea, evitată supradimensionarea stîlpilor. Pentru efectuarea calculului mecanic propriu-zis sînt necesare următoarele :

- stabilirea gabaritelor liniilor electrice ;
- evaluarea forţelor ce acţionează asupra stîlpului ;
- alegerea stîlpului şi a elementelor sale (montanţi, traverse) ;
- determinarea exactă a eforturilor rezultate şi compararea lor cu cele admisibile.

Dacă eforturile rezultate sînt mai mici decât cele admisibile, înseamnă că stîlpul este bine dimensionat. Dacă eforturile rezultate sînt prea mici, în comparaţie cu eforturile admisibile, înseamnă că stîlpul este supradimensionat şi calculul trebuie refăcut prin alegerea altor stîlpi.

A. *Gabaritele liniilor electrice se stabilesc avîndu-se în vedere respectarea unor distanţe minime ale conductoarelor între ele, faţă de stîlpi şi faţă de pămînt (fig. 3.20).*

Distanţa (y_1) dintre punctele de prindere a conductoarelor fazelor se stabileşte în funcţie de tensiunea liniei, de deschiderea dintre stîlpi, de modul de aşezare a fazelor (vertical sau orizontal), de condiţiile meteorologice. În tabelul 3.10 sînt date valorile distanţelor dintre conductoarele active, conform normelor din R.S.R.

Pentru conductoarele de cupru, de oţel-aluminiu şi de oţel, montate cu

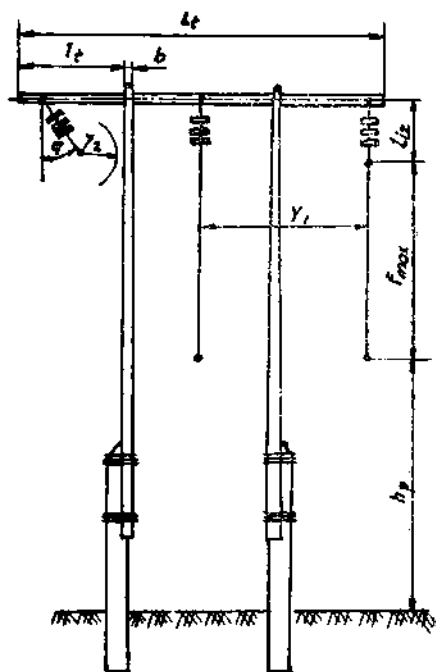


Fig. 3.20. Gabaritele stîlpului.

TABELUL 3.10

Distanțele minime y_1 dintre conductoarele fazelor liniilor electrice aeriene, montate cu tracțiune normală

Clasa liniei	Regiunea meteo- rologică	Deschiderea între doi stâlpi, în m											
		00	50	75	100	125	150	175	200	250	300	350	400
		Distanța minimă dintre conductoare, în cm											
Linii aeriene de 1 kV (distanța pe verticală)													
3	I		60										
3	II		40										
Linii aeriene de (un) 1 kV (distanța pe orizontală)													
3	I	—	30										
	II	20	40										
Linii aeriene de 3—15 kV, cu izolatoare suport													
2	I	100	125	175	200	225	—	—					
	II	80	80	90	110	130	150	175					
Linii aeriene de 20—35 kV, cu izolatoare rigide sau de suspensii și conductoare așezate vertical													
1	II			225									
	I	175	200	225	250	275	—	—					
	II	100	125	150	175	200	225	250					
Linii de 20—35 kV, cu izolafoare de suspensie și conductoare așezate orizontal													
1,2	I	—	250	275	300	300	235	350	400	450			
1,2	II	—	200	200	225	250	275	300	350	400			
Linii de 110 kV cu conductoare așezate vertical													
1	II	—	—	—	300	350	350	375	375	425	475	525	
Linii de 110 kV cu conductoare așezate orizontal													
1	I	—	—	—	375	375	400	425	425	475	—	—	
	II	—	—	—	325	350	350	375	375	425	475	525	
Linii de 220 kV cu conductoare așezate orizontal minimum 550													
Linii de 220 kV cu conductoare așezate vertical minimum 500													

tracțiune redusă, distanțele din tabelul 3.10 se majorează cu 20 %. Distanțele (y_2), de la conductoarele active până la corpul stîlpului, se stabilesc în funcție de tensiunea nominală a rețelei, de valorile supratensiunilor interne ale rețelei și de intensitatea vîntului. Distanțele minime (y_2) sînt indicate în tabelul 3.11.

În practică, dacă nu se cunosc toate elementele care determină valorile y_2 , ele se calculează cu expresia empirică:

$$y_2 = \frac{U_n}{150} \quad [\text{cm}], \quad (3-47)$$

în care U_n este tensiunea nominală a rețelei, în V.

TABELUL 3.11

Distanțele minime y_2 față de elementele constructive legate la pământ.

Condiția climaterică	Distanțe minime, în cm						
	6-15 kV	20 kV	25 kV	35 kV	110 kV	220 kV	400 kV
Temperatura +15°C Viteza vântului: 0 m/s	20	25	30	40	90	180	290
Temperatura: +15°C Viteza vântului: 20 m/s	10	15	20	30	80	160	250
Temperatura: +15°C Viteza vântului: maximă	7	10	15	25	40	60	100

Distanța minimă (h_p) de la conductoarele active, avînd săgeata maximă (f_{max}), pînă la pământ, se stabilește în funcție de regiunile prin care trece linia aeriană (tabelul 3.12).

TABELUL 3.12

Distanțele minime h_p , în m.

Caracteristicile traseului	Tensiunea nominală a liniei (kV)				
	1	1-20	35-110	220	400
	Distanțele minime h_p în m				
Zone locuite, zone industriale, drumuri auto, zone nelocuite	6	7	7	8	8
Regiuni slab populate, greu accesibile (stepe nisipoase, mlaștini, regiuni muntoase)	5	6	6	7	8
Regiuni slab populate, greu accesibile (stepe nisipoase, mlaștini, regiuni muntoase)	4	4,5	5	6	7
Rîuri și lacuri nenavigabile	3	3	3	5	6
Locuri muntoase inaccesibile (stînci abrupte etc.)	1	1,5	3	4	6

— Înălțimea stîlpului pînă la prima traversă (h):

$$h = h_p + f_{max} + l_{iz} \quad [\text{m}], \quad (3-48)$$

unde:

 h_p — distanța minimă a conductorului față de pământ, în m; f_{max} — săgeata maximă a conductorului, în m; l_{iz} — lungimea lanțului de izolatoare cu armături, în m.— Lungimea traverselor (l_t) se determină din ecuația respectării distanțelor y_2 și a lungimii lanțului de izolatoare:

$$unde: \quad l_t > y_2 + l_{iz} \cdot \sin \varphi; \quad (3-49)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{P}{G}$$

P este forța orizontală datorată presiunii vîntului pe toată lungimea conductorului, într-o deschidere a ;

G — greutatea conductorului pe întreaga deschidere (eventual și a chiciurii).

Lungimea totală a traversei (L_t) se determină din inegalitățile ce trebuie simultan respectate :

$$L_t > 2y_1$$

$$L_t > 4(y_2 + l_{tz} \cdot \sin \varphi) + 2b, \quad (3-50)$$

în care b este lățimea montantului stîlpului.

B. Forțele care acționează asupra stîlpilor se determină după trei direcții de acționare :

a) forța verticală (G) înseamnă greutatea conductoarelor și a chiciurii (G_{c+ch}), calculată pentru o deschidere, precum și a izolatoarelor (G_{iz}) și a stîlpului considerat (G_s) :

$$G = G_{c+ch} + G_{tz} + G_s + G_{montaj} \quad [\text{kg}], \quad (3-51)$$

unde : G_{montaj} reprezintă greutatea monteurului și a platformei de montare, în condițiile de montaj al stîlpului. G_{montaj} se ia 250 kgf pentru linii cu peste 110 kV la stîlpii de susținere și 500 kgf la stîlpii de întindere. Pentru tensiuni de sub 110 kV, se consideră numai greutatea monteurului și a sculelor și se consideră $G_{montaj} = 110$ kgf.

b) forța orizontală perpendiculară pe direcția liniei este determinată de presiunea vîntului pe conductoarele unei deschideri, pe lanțurile de izolatoare și pe stîlpi.

— Presiunea vîntului pe conductor :

$$P_{cv} = a \cdot d \cdot p_0 = 1,02 \cdot a \cdot d \frac{v^2}{16} \quad [\text{kgf}], \quad (3-52)$$

unde :

a este deschiderea, în m ;

d — diametrul conductorului, în mm ;

v — viteza vîntului, în m/s.

Pentru trei conductoare, forța orizontală va fi 3 P_{cv} și va avea punctul de aplicație la înălțimea H :

$$H = \frac{1}{3} (H_1 + H_2 + H_3) \quad [\text{m}], \quad (3-53)$$

unde : H_1 , H_2 și H_3 sînt înălțimile la care sînt suspendate conductoarele celor 3 faze.

— Presiunea vîntului pe stîlp :

$$P_{sv} = 0,7 d_{med} H_s p_0 = 0,7 d_{med} H_s \frac{v^2}{16} \quad [\text{kgf}], \quad (3-54)$$

unde :

d_{med} este diametrul mediu al stîlpului, în m ;

H_s — înălțimea totală a stîlpului, în m.

Punctul de aplicație a acestei forțe se consideră în centrul de greutate al suprafeței expuse presiunii vîntului.

c) *forța orizontală*, care se exercită *de-a lungul liniei*, se datorează tracțiunii conductoarelor la rupere sau la montaj. Se determină în mod diferit pentru stîlpii de întindere și de susținere. Pentru stîlpii de întindere, forța orizontală de-a lungul liniei se ia egală cu tracțiunea în conductoare, în ipotezele de rupere sau montaj stabilite.

Pentru stîlpii de susținere, care folosesc cleme cu declanșare automată, aceste forțe sînt :

$$T = 100 + 1,1 \left(G_{c+ch} + \frac{G_{iz}}{2} \right) \operatorname{tg} \varphi \quad \text{— pentru regiunea I-a ;} \quad (3-55)$$

$$T = 200 + 1,1 \left(G_{c+ch} + \frac{G_{iz}}{2} \right) \operatorname{tg} \varphi \quad \text{— pentru regiunea a II-a.} \quad (3-56)$$

Verificarea stîlpilor se face în regimuri normale (cînd conductoarele nu sînt rupte) și în regimuri de avarii (cînd unul sau mai multe conductoare sînt rupte).

În regimuri normale acționează numai forțele verticale și forțele orizontale determinate de presiunea vîntului. În regimuri de avarii forțele verticale care acționează sînt aceleași ca în regimuri normale, schimbîndu-se numai forțele orizontale provocate de tracțiunile din direcția liniei, ca urmare a ruperii conductoarelor. Se consideră că ruperea conductoarelor este provocată de chiciură și deci, în condițiile de verificare, se ia $\theta = -5^\circ\text{C}$ și viteza vîntului egală cu zero.

Ipotezele de calcul sînt :

1) Pentru stîlpii de susținere cu un circuit :

— este rupt un conductor activ care provoacă cel mai mare moment de încovoiere ;

— este rupt un conductor activ care provoacă cel mai mare moment de torsiune.

2) Pentru stîlpii de întindere cu un circuit :

— sînt rupte două conductoare active (într-o deschidere care provoacă cel mai mare moment de încovoiere) ;

— sînt rupte două conductoare active (într-o deschidere care provoacă cel mai mare moment de torsiune) ;

— este rupt un fir de gardă care provoacă cel mai mare moment de încovoiere ;

— este rupt un fir de gardă care provoacă cel mai mare moment de torsiune.

Stîlpii de întindere se verifică și în *condiții de montaj*, și anume :

— indiferent de numărul de circuite de pe stîlp, într-una din deschideri se consideră montate numai conductoarele active ale unui circuit ;

— indiferent de numărul de conductoare de protecție, într-una din deschideri se consideră montate numai două conductoare de protecție, în timp ce conductoarele active nu sînt montate.

În condițiile de montaj se consideră temperatura ambiantă $\theta = 15^\circ\text{C}$, conductoarele neacoperite de chiciură, iar viteza vîntului zero.

C. Verificarea eforturilor unitare în stâlpi se face pentru toate categoriile de eforturi: tracțiune, compresie, forfecare, torsiune, flambaj (fig. 3.21).

Conform notațiilor din fig. 3.21 avem:

— efortul de compresie, determinat de greutatea (G),

— momentul de torsiune (M_t):

$$M_t = d \cdot T \quad [\text{kgf} \cdot \text{cm}], \quad (3-57)$$

determinat de forța de tracțiune (T) și de brațul ei de aplicare (d).

— efortul maxim provocat de acțiunea momentului de torsiune:

$$\tau = \frac{M_t}{W_p} \quad [\text{kgf}/\text{cm}^2], \quad (3-58)$$

unde W_p este modulul polar de rezistență al secțiunii circulare a stîlpului supus torsiunii;

— momentul de încovoiere (M_i):

$$M_i = h \cdot T \quad [\text{kgf} \cdot \text{cm}], \quad (3-59)$$

h fiind înălțimea punctului de aplicare a forței orizontale (T);

— efortul produs de momentul de încovoiere:

$$\sigma = \pm \frac{M_i}{W} \quad [\text{kgf}/\text{cm}^2], \quad (3-60)$$

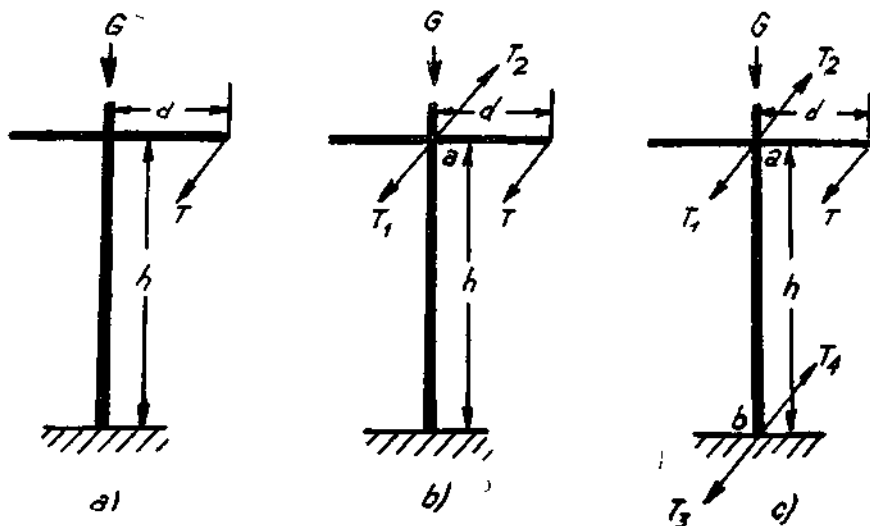


Fig. 3.21. Eforturile într-un stîlp al unei linii electrice aeriene.

unde W este modulul de rezistență la încovoiere ;

- efortul total produs asupra stîlpului atît de momentul încovoietor (M_t) cît și [de forța de compresie (G) (în fibrele comprimate) :

$$\sigma_t = \frac{M_t}{W} + \frac{G}{A} \quad [\text{kgf/cm}^2], \quad (3-61)$$

unde A este secțiunea considerată (de la baza stîlpului, din dreptul îmbinărilor etc.).

3.2. LINII ELECTRICE SUBTERANE

Transportul energiei electrice în zone aglomerate, în încăperi industriale, peste riuri sau lacuri se face prin conductoare special izolate (cabluri), pozate în interiorul încăperilor sau subteran.

Avantajele principale ale liniilor electrice subterane (în cabluri) în comparație cu liniile electrice aeriene sînt :

- siguranța mai mare în exploatare ;
- ocuparea unui spațiu mai redus ;
- capacitatea mai mare de transport la aceeași tensiune și secțiune a conductoarelor ;
- nu influențează asupra esteticului regiunilor pe care le străbat ;
- nu prezintă pericol de atingere directă pentru oameni.

Ca dezavantaje se menționează :

- sînt mult mai scumpe ;
- defectele se detectează mai greu.

Liniile electrice subterane sînt constituite din : cabluri și manșoane de înădîre, de joncțiune și terminale.

3.2.1. Cabluri electrice

Cablurile electrice se pot clasifica după :

- numărul circuitelor conductoare situate în aceeași incintă (pot fi cu unul, cu două, cu trei, patru sau mai multe circuite conductoare) ; cele mai răspîndite sînt cablurile cu trei circuite conductoare (vine) ;
- tensiunea la care au fost construite : pot fi cabluri de joasă tensiune (cu izolații de 1 kV) și cabluri de înaltă tensiune (cu izolații pînă la 400 kV) ;
- izolația de bază : cablurile cu izolație de hîrtie, cu izolație de cauciuc, cu izolație de mase plastice.

Cablurile cu izolație de hîrtie (fig. 3.22) se construiesc fie cu manta comună de plumb, fie cu mantale separate de plumb pentru fiecare vîină. Cablele cu manta comună de plumb au o largă răspîndire în gama 1—15 kV, iar cele cu mantale separate de plumb pentru fiecare circuit se folosesc pînă la 35 kV.

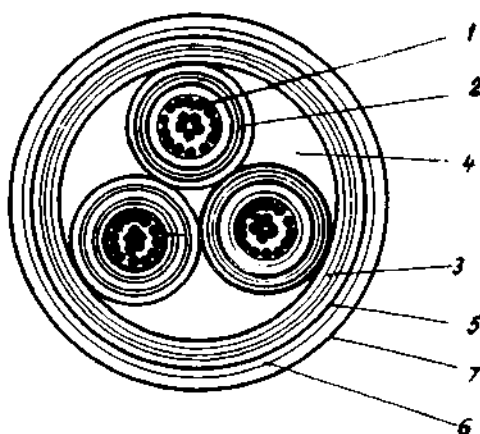


Fig. 3.22. Secțiune transversală prin cablul cu izolație de hirtie și manta comună de plumb :

1 — vină conductoare; 2 — hirtie impregnată; 3 — izolație de centură; 4 — plătură de hirtie sau lută; 5 — manta de plumb; 6 — strat de lută asfaltată; 7 — bandă de oțel.

inclusiv, în circuite trifazate. La tensiunile înalte (60—110—220 kV) se folosesc cabluri cu o singură vină conductoare, umplute cu ulei. La aceste cabluri vîna conductoare are forma unui tub prin care circulă ulei de transformator.

Se folosesc, de asemenea, cabluri cu gaze sub presiune. Vîna izolată este montată într-o conductă de oțel închisă ermetic, în care se pompează azot la o presiune de 10—15 ata.

Cablurile cu izolație de cauciuc se folosesc, în general, la joasă tensiune și mai rar la 3 și 6 kV. Se fabrică cu una sau mai multe vine de cupru sau aluminiu. Fiecare vină este izolată cu un strat de cauciuc vulcanizat, iar toate vinele se învelesc cu o bandă impregnantă. Urmează mantaua de plumb, armătura de oțel și învelișul de lută asfaltată.

Cablurile cu izolație de PVC au atît izolația de bază cît și mantaua confecționate din PVC.

În comparație cu cablurile cu izolație de hirtie, cablurile cu izolație de cauciuc sau PVC sînt mai flexibile și se pot monta la temperaturi mai scăzute (pînă la -30°C). Au dezavantajul că admit temperaturi mai mici de funcționare (70°C față de 80°C la izolație de hirtie), izolația se degradează mai repede în timp și este mai scumpă.

În România se confecționează cabluri cu toate aceste tipuri de izolație a tensiuni de 1 kV, 6 kV și 10 kV (tabelul 3.13 a, b).

Cabluri de forță produse în România.

TABELUL 3.13, a

Cu izolație și manta de PVC $U_n=1$ kV		Cu izolație din cauciuc și manta din plumb $U_n=500$ V		Cu izolație din hirtie și manta din plumb $U_n=1-6-10$ kV		Inveliș de protecție	Utilizare
Tipul	Secțiune mm ²	Tipul	Secțiune mm ²	Tipul	Secțiune mm ²		
CYY ACYY		CP ACD		CHP ACHP		Fără	În instalațiile interioare și exterioare, perete (tuneluri, canale), în medii care nu atacă mantaua
—		API ACPI		CHPI ACHPI		Iută impregnată	În instalațiile interioare însă mediul ambiant poate fi corosiv cu intermitență
CYYB ACYYB		CPB ACPB		CHPB ACHPB		Bandă de oțel vopsită	În medii expuse la lovituri mecanice, sau incendii, fără agenți corosivi
CYYBI ACYYBI		CPBI ACPBI		CHPBI ACHPBI		Idem + Iută impregnată	În șanțuri pentru PVC terenul să nu fie cu umiditate permanentă

TABELUL 3.13, b

Cabluri de forță cu izolație și manta de PVC produse în România.

Tipul cablului	Numărul conductoarelor	Secțiunile conductoarelor, în mm ² pentru tensiunile			Utilizări
		1 kV	6 kV	10 kV	
CYY	1	1,5-400	25-300	35-300	În tunele interioare de clădiri. Nu suportă lovituri mecanice
	2	1,5-240	—	—	
	3	1,5-240	25-185	35-150	
	3+1	25-240	—	—	
	4	1,5-16	—	—	
ACYY	1	4-400	25-300	35-300	Idem
	2	4-240	—	—	
	3	4-240	25-185	35-150	
	3+1	25-240	—	—	
	4	1,5-95	—	—	
CYABY CYAYY CYAIY	1	25-400	25-300	35-300	În șanțuri și în exterior, suportă lovituri mecanice
	2	1,5-240	—	—	
	3	1,5-240	25-185	35-150	
	3+1	25-240	—	—	
	4	1,5-16	—	—	
	1	25-400	25-300	35-300	Idem
	2	4-240	—	—	
	3	4-240	25-185	35-150	
	3+1	25-240	—	—	
	4	4-95	—	—	

3.2.2. Manșoanele cablurilor

Manșoanele sînt constituite din cutii metalice închise ermetic și au rolul de a proteja cablurile împotriva umezelii în punctele de înădire, de derivare și de capăt.

Manșoanele pot fi: de înădire, de derivație și terminale.

În condițiile materialelor izolante existente, pînă la tensiuni de 15 kV, imbinarea cablurilor se poate executa numai prin izolarea cu benzi izolante (scotch), aplicate în mai multe straturi pe circuitele conductoare. În cazul cînd înădirea se execută într-un loc cu multă umezeală (în tranșee), montarea manșonului este obligatorie.

Manșoanele de înădire se construiesc din fontă și sînt constituite din două piese ce se assemblează prin șuruburi. Capetele cablului se înădese cu ajutorul unor cleme, se izolează locul imbinării și apoi se toarnă mase izolante (fig. 3.23 și 3.24).

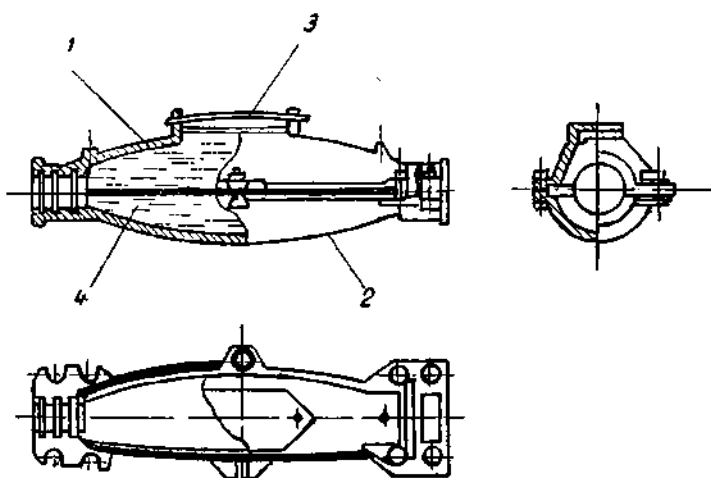


Fig. 3.23. Manșoane de înădire:

1 — partea superioară; 2 — partea inferioară; 3 — capacul;
4 — masă izolantă.

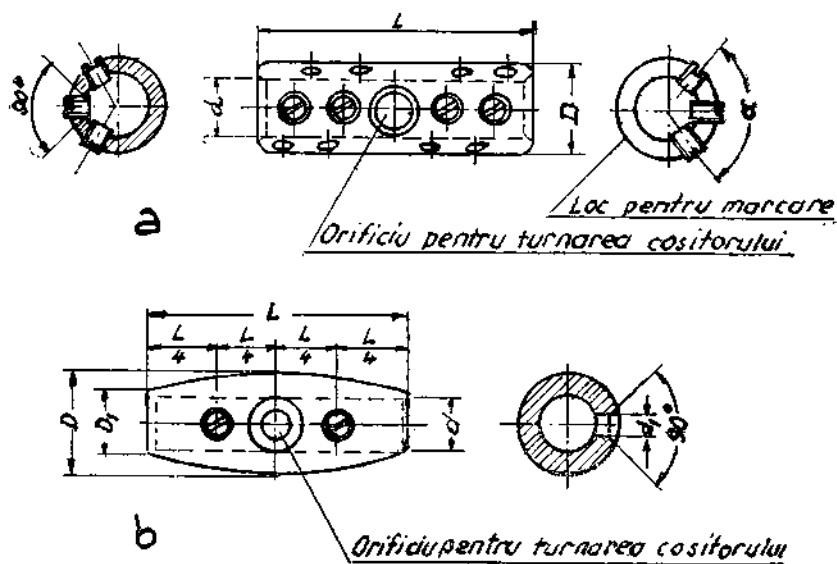


Fig. 3.24. Cleme de înădare cabluri:
 a — clemă dreaptă ; b — clemă butoi.

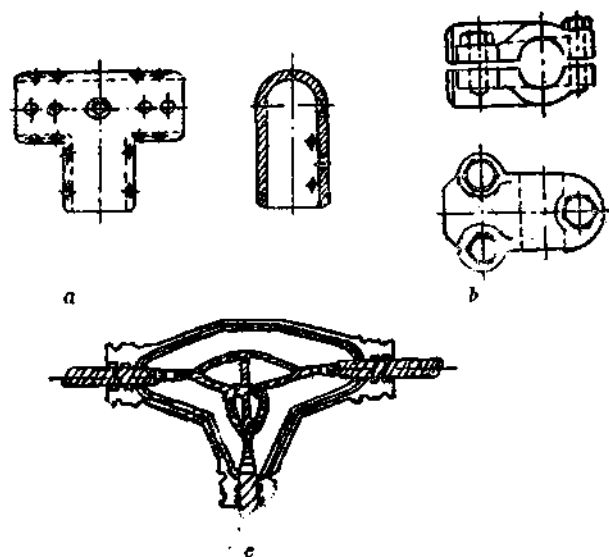


Fig. 3.25. Manșoane și cleme de derivație.
 a — clemă de forma T ; b — clemă de tip capac ;
 c — manșon de derivație

Manșoanele de derivație se folosesc numai la cablurile de joasă presiune și au în plus față de manșonul de înădire o prelungire laterală prin care iese cablul de derivație (fig. 3.25).

Manșoanele sau cutiile terminale se prevăd la capetele cablurilor. Se confecționează din fontă, din plumb sau tablă și pot fi de tip interior sau exterior (fig. 3.26).

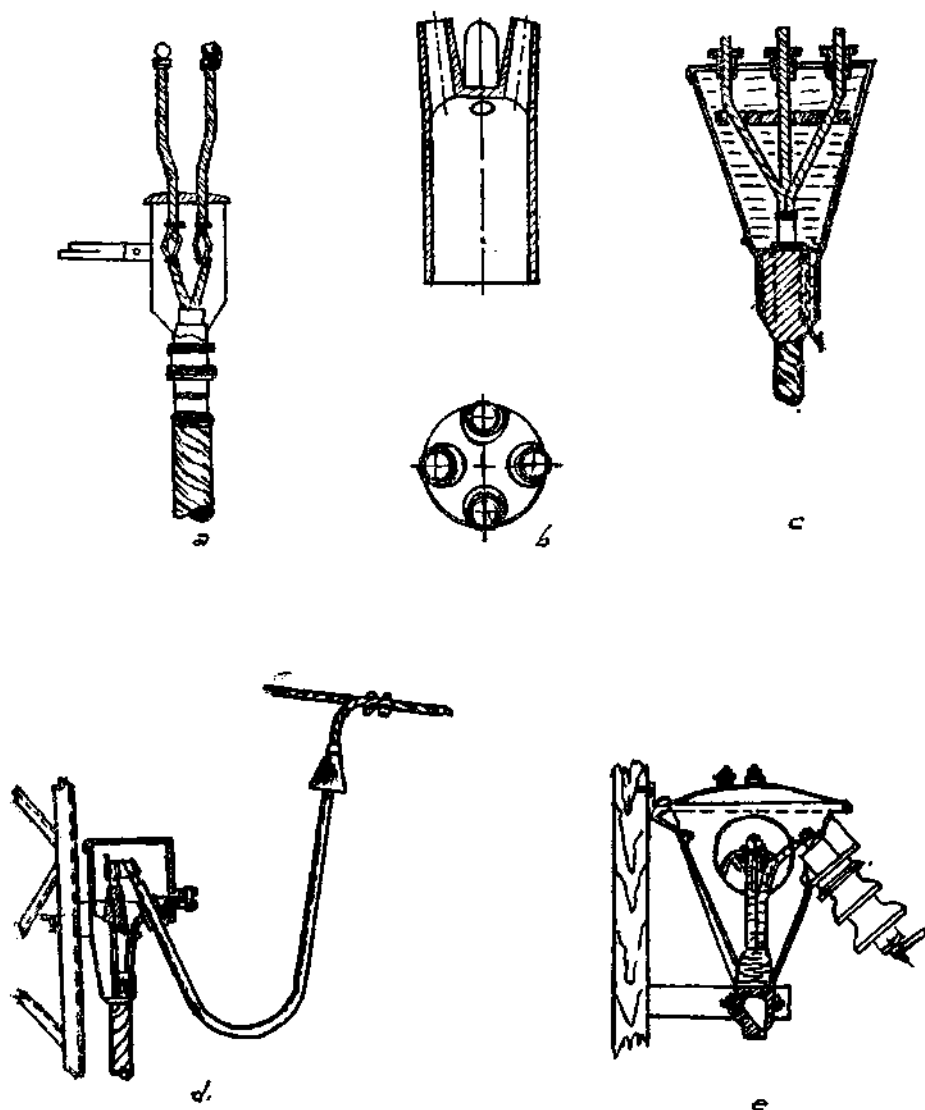


Fig. 3.26. Cutii terminale cabluri.

3.3. DETERMINAREA SECȚIUNII CONDUCTOARELOR

Conductoarele rețelelor electrice (aeriene sau în cablu), ca și barele colectoare ale centralelor și stațiilor electrice, se aleg pe baza calculelor tehnico-economice, care duc la stabilirea unor secțiuni economice. După alegerea secțiunii economice, conductorul se verifică la stabilitate termică în regim de scurtcircuit. Barele colectoare se verifică în plus și la stabilitate electro-dinamică, adică se verifică eforturile electrodinamice în conductoare și în izolatoarele de susținere.

Alegerea secțiunii conductoarelor se face pe baza următoarelor criterii:

— *Încălzirea conductoarelor* în urma trecerii curentului electric să nu depășească anumite limite admisibile. Nerespectarea acestei condiții duce la deteriorarea izolației și la scoaterea circuitului din funcțiune;

— *Pierderile de tensiune* trebuie să nu depășească valorile admise de norme (tabel 3.15) deoarece neasigurarea tensiunii corespunzătoare la consumatori are drept consecință o proastă funcționare a acestora și chiar scoaterea lor din funcțiune;

— *Pierderile de energie activă* în rezistențele rețelei trebuie să se mențină în limitele stabilite de calculele tehnico-economice spre a nu mări costul energiei electrice livrate consumatorilor.

Fiecare din considerentele de mai sus poate determina secțiuni diferite pentru conductoare; întotdeauna se alege secțiunea cea mai mare. În practică se știe deja că pentru rețelele de joasă tensiune, de mică lungime, condiția cea mai grea este dată de încălzirea conductoarelor. Pentru rețelele de joasă și medie tensiune relativ întinse, condiția hotărâtoare este impusă de necesitatea limitării pierderilor de tensiune. Rețelele de înaltă tensiune se dimensionează de obicei pe baza limitării pierderilor de energie activă în rezistențe.

3.3.1. Alegerea secțiunii conductoarelor în funcție de încălzire în regimuri normale de funcționare

a) *Regimurile normale* de funcționare sînt reprezentate prin funcționarea cu curenți nominali de durată și funcționarea cu curenți de suprasarcină de scurtă durată (exemplu: curenții de pornire a motoarelor asincrone).

Balanșa termică a unui conductor omogen străbătut de un curent electric se exprimă prin următoarea ecuație:

$$Q = I^2 R \Delta t = G \cdot c \cdot \Delta \theta + k \cdot F (\theta - \theta_0) \Delta t \quad [\text{Ws}], \quad (3-57)$$

în care:

Q este cantitatea de căldură dezvoltată prin trecerea curentului, în Ws;

I — curentul, în A;

- R — rezistența ohmică a conductorului, în Ω ;
 Δt — timpul, în s ;
 G — masa conductorului, în kg ;
 c — căldura specifică a conductorului, în $\text{Ws/kg}^\circ\text{C}$;
 k — coeficientul de transmitere a căldurii (sub toate formele de transmitere), în $\text{W/cm}^2\ ^\circ\text{C}$;
 F — suprafața conductorului, în cm^2 ;
 $\tau = \theta - \theta_0$ — supratemperatura conductorului față de mediul înconjurător, în $^\circ\text{C}$;
 $\Delta\theta$ — creșterea de temperatură a conductorului, în $^\circ\text{C}$.

O parte din căldura dezvoltată se acumulează în conductor ($G \cdot c \cdot \Delta\theta$) ridicându-i temperatura, iar altă parte ($k \cdot F \cdot \tau \Delta t$) se transmite mediului înconjurător. Odată cu creșterea diferenței de temperatură dintre temperatura conductorului (θ) și aceea a mediului înconjurător (θ_0), crește și cantitatea de căldură transmisă mediului exterior. La sfârșitul procesului de încălzire întreaga cantitate de căldură dezvoltată în conductor este transmisă mediului ambiant, astfel încât temperatura conductorului capătă o anumită valoare finală. Limitarea acestei temperaturi finale se realizează prin limitarea curentului la o secțiune dată, fie prin alegerea corespunzătoare a secțiunii conductorului pentru un curent dat.

Alegerea secțiunii conductoarelor la funcționarea cu curenți normali de durată se face în funcție de secțiunea economică, conform nomenclatoarelor din standarde (tabelele 3.14). Determinarea secțiunii se reduce la verificarea condiției :

$$I_e \leq I_a = a_t \cdot a_n \cdot I_t, \quad (3-58)$$

în care :

- I_e este curentul de durată din conductor în exploatare, în A ;
 a_t — coeficientul de corecție de temperatură ; pentru temperatura mediului înconjurător $\theta_0 < 25^\circ\text{C}$, $a_t > 1$; pentru $\theta_0 > 25^\circ\text{C}$, $a_t < 1$;
 a_n — coeficientul de corecție, care ține seama de numărul conductoarelor (cablelor) pozate alăturat și de distanța dintre conductoare, este tot timpul mai mic decât unitatea ;
 I_t — curentul admisibil din tabele, în A ;
 I_a — curentul admisibil în conductor, în condițiile date de exploatare, în A.

În cazul când barele conductoare se așază pe lat, curenții admisibili din tabelele 3.14, c și 3.14, d se corectează cu coeficientul a_n din tabelul 3.14, e.

b) *Alegerea secțiunii conductoarelor la funcționarea cu curenți de suprasarcină* de scurtă durată se execută în practică numai pentru circuitele de joasă tensiune protejate prin siguranțe fuzibile, plecându-se de la premisa că fiecărui fuzibil cu un curent nominal dat îi corespunde o anumită secțiune a conductorului pe care poate să-l protejeze. În acest caz, alegerea secțiunii constă

TABELUL 3.14, a

Încăderile admisibile, în A, pentru cabluri cu izolație PVC, pozate în aer ($\theta_0 = 20^\circ\text{C}$).

Secțiunea mm ²	Conductoare de cupru					Conductoare de aluminiu				
	1 kV			6 kV	10 kV	1 kV			6 kV	10 kV
	1 conductor	2 conductoare	3; 4 conductoare			1 conductor	2 conductoare	3; 4 conductoare		
1,5	28	24	20	—	—	—	—	—	—	—
2,5	40	32	28	—	—	—	—	—	—	—
4	50	40	36	—	—	42	32	29	—	—
6	68	52	48	—	—	54	42	36	—	—
10	88	72	64	—	—	70	58	51	—	—
16	125	96	88	—	—	100	77	70	—	—
25	160	125	110	105	—	130	100	88	84	—
35	200	150	130	130	110	160	120	105	105	88
50	250	180	160	165	130	200	150	130	125	105
70	305	225	195	190	160	145	180	155	150	130
95	370	270	235	225	190	295	215	190	180	150
120	430	305	270	260	225	345	245	215	210	180
150	490	350	320	295	255	390	280	250	235	205
185	550	390	355	335	—	440	310	285	270	—
240	640	455	410	—	—	510	365	330	—	—
300	730	510	470	—	—	585	410	375	—	—
400	865	610	650	—	—	690	490	450	—	—

Coeficienții de corecție pentru cablurile cu izolație PVC					
Coeficient de corecție de grup a ₂	Numărul de cabluri d=Φ (distanța dintre cabluri) Cablurile se ating	3		6	
		0,95		0,9	
		0,8		0,8	
Coeficientul de corecție de temperatură a ₁	Temperatură °C U _n ≤ 6 kV U _n = 10 kV	+20	+25	+30	+35
		1	0,94	0,88	0,82
		1	0,93	0,85	0,76

în corelarea curentului de topire a fuzibilului (I_f), cu valoarea curentului admisibil în conductor (I_a) și cu curentul de exploatare de lungă durată (I_e). Condițiile impuse sînt:

$$I_f > I_e \text{ și } I_f < I_a, \quad (3-59)$$

adică fuzibilul suportă normal curentul de exploatare de durată (I_e), dar se topește cînd valoarea curentului atinge valoarea maximă admisibilă în conductor (I_a). În cazul prevederii de siguranțe fuzibile cu inerția termică mică (se topește rapid la trecerea curentului de suprasarcină), pe circuitele de alimentare a motoarelor asincrone se mai prevede o a treia condiție, care

TABELUL 3.14, b

Încălcări admisibile, în A, pentru cabluri pozate în pământ.

Secțiunea mm ²	Conductoare din cupru					Conductoare din alumin.				
	până la 1 kV		6 kV	10 kV	20 kV	până la 1 kV		6 V	10 kV	20 kV
	2 cond.	4 cond.				2 cond.	4 cond.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>Cabluri cu izolație din PVC (t=20°C)</i>										
1,5	30	25	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	40	35	—	—	—	—	—	—	—	—
4	50	45	—	—	—	40	36	—	—	—
6	65	60	—	—	—	52	48	—	—	—
10	90	80	—	—	—	72	64	—	—	—
16	120	110	—	—	—	96	88	—	—	—
25	155	135	130	—	—	125	110	105	—	—
35	185	165	160	135	—	150	130	130	110	—
50	235	200	195	165	—	190	160	155	130	—
70	280	245	235	200	—	225	195	190	160	—
95	335	295	280	240	—	270	235	225	190	—
120	380	340	325	280	—	305	270	260	225	—
150	435	390	370	320	—	350	310	295	255	—
185	490	445	420	—	—	390	355	335	—	—
240	570	515	—	—	—	455	410	—	—	—
300	640	590	—	—	—	510	470	—	—	—
400	760	700	—	—	—	610	560	—	—	—
<i>Cabluri cu izolație de cauciuc (t=15°C)</i>										
1,5	24	18	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	34	28	—	—	—	25	24	—	—	—
4	47	39	—	—	—	37	34	—	—	—
6	57	47	—	—	—	45	40	—	—	—
10	84	70	—	—	—	64	60	—	—	—
16	105	90	—	—	—	81	76	—	—	—
25	140	115	—	—	—	108	98	—	—	—
35	168	140	—	—	—	130	120	—	—	—
50	230	190	—	—	—	175	160	—	—	—
<i>Cabluri cu izolație de hirtie (t=35°C)</i>										
1,5	30	20	—	—	—	—	—	—	—	—
2,5	40	30	—	—	—	30	20	—	—	—
4	50	40	—	—	—	40	30	—	—	—
6	65	55	55	—	—	50	42	45	—	—
10	90	70	75	65	—	70	60	60	50	—
16	120	95	100	85	—	95	80	80	70	—
25	155	125	130	110	105	125	100	105	90	—
35	185	150	160	135	125	150	120	130	110	—
50	235	185	195	165	150	190	145	155	130	—
70	280	230	235	200	185	220	180	190	160	150
95	335	270	280	240	225	270	220	225	190	180
120	380	305	325	280	260	305	245	260	225	210
150	435	355	370	320	300	350	275	295	255	240
185	490	405	420	360	340	390	325	335	290	270
240	570	470	490	420	400	455	375	390	340	320

Coeficienții de corecție pentru cablurile din tabelul 3.14.b

Pozarea		Distanța d dintre cabluri mm	Numărul de cabluri pozate în același șanț						
			2	3	4	5	6	7	8
Pozarea subterană	a_n	Plumb	100	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75	0,73
			200	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81	0,80
			300	0,93	0,90	0,87	0,86	0,84	0,83
		PVC	100	0,90	0,80	0,75	0,70	0,65	0,63
	a_t	Temperatură °C		-5	0	+5	+10	+20	+30
		Izolație PVC		—	—	1,2	1,13	1,0	0,85
		Izolație cauciuc		1,25	1,20	1,14	1,07	0,98	0,73
		Izolație hîrtie	1kV	1,37	1,33	1,30	1,25	1,12	1,05
			6kV	1,57	1,48	1,43	1,36	1,23	1,09
			10kV	1,60	1,52	1,50	1,42	1,25	1,09
Pozarea în aer	a_t	Temperatura °C		+20	+25	+35	+45	+55	
		Izolație cauciuc		0,75	0,71	0,57	0,35	0,26	
		Izolație hîrtie		0,85	0,80	0,65	0,40	0,30	

ține seama de faptul că fuzibilul nu trebuie să se topească la trecerea curentului de pornire a motorului asincron (I_{porn}):

$$I_f > \frac{I_{max}}{\alpha} \quad (3-60)$$

în care :

$$I_{max} = m \sum_{i=1}^{n-1} I_i + I_{porn}, \quad (3-61)$$








unde :

m este coeficientul de simultaneitate a consumatorilor de pe circuitul protejat ;

$\sum_{i=1}^{n-1}$ — suma curenților maximi ai tuturor receptoarelor de pe circuit, cu excepția motorului care posedă cel mai mare curent de pornire (I_{porn}) ;

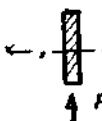

α — coeficient ce depinde de caracteristicile motoarelor asincrone ; $\alpha=2,5$ pentru motoare în scurtcircuit, cu durată de pornire de 5 — 10s, manevrele de pornire executându-se destul de rar ; $\alpha=1,6-2,0$ pentru motoare în scurtcircuit cu condiții grele de pornire, adică de porniri dese și durata de pornire de cca. 40 s.

Încărcările admisiibile, în A pentru

Lățime x Grosime mm	Secțiunea mm ²	Greutatea kg/m	Încărcarea de							
			Curent alternativ (f=40-60 Hz)							
			Bare vopsite				Bare nevopsite			
			Nr. de bare pe fază				Nr. de bare pe fază			
			1	2	3	4	2	3	4	
										
12x 2	24	0,21	125	225			110	200		
15x 2	30	0,27	155	270			140	240		
15x 3	45	0,40	185	330			170	300		
20x 2	40	0,36	205	350			185	315		
20x 3	60	0,53	245	425			220	380		
20x 5	100	0,89	325	550			290	495		
25x 3	75	0,67	300	510			270	460		
25x 5	125	1,11	385	670			350	600		
30x 3	90	0,80	350	600			315	540		
30x 5	150	1,34	450	780			400	700		
40x 3	120	1,07	460	780			420	710		
40x 5	200	1,78	600	1 000			520	900		
40x 10	400	3,56	835	1 500	2 060	2 800	750	1 350	1 850	2 500
50x 5	250	2,23	700	1 200	1 750	2 300	630	1 100	1 550	2 100
50x 10	500	4,45	1 025	1 800	2 450	3 330	920	1 620	2 200	3 000
60x 5	300	2,67	825	1 400	1 980	2 650	750	1 300	1 800	2 400
60x 10	600	5,34	1 200	2 100	2 800	3 800	1 100	1 860	2 500	3 400
80x 5	400	3,56	1 060	1 800	2 450	3 300	950	1 650	2 200	2 900
80x 10	800	7,12	1 540	2 600	3 450	4 600	1 400	2 300	3 100	4 200
100x 5	500	4,45	1 310	2 200	2 950	3 800	1 100	2 000	2 600	3 400
100x 10	1 000	8,90	1 880	3 100	4 000	5 400	1 700	2 700	3 600	4 800
120x 10	1 200	10,68	2 200	3 500	4 600	6 100	2 000	3 200	4 200	5 500
160x 10	1 600	14,24	2 880	4 400	5 800	7 800	2 600	3 900	5 200	7 000
200x 10	2 000	17,80	17,80							

TABELUL 3.14, c

bare de cupru ($\theta_0 = 30^\circ\text{C}$)

durată în A								Mărimile statice pentru o bară			
Curent continuu											
Bare vopsite				Bare nevopsite				W_x cm ³	I_x cm ⁴	W_y cm ³	I_y cm ⁴
Nr. de bare pe fază				Nr. de bare pe fază							
1	2	3	4	1	2	3	4				
I		III	III	I	II	III	III				
130	230			120	210			0,048	0,0288	0,008	0,0008
160	280			145	255			0,075	0,0562	0,010	0,0010
195	335			175	305			0,112	0,084	0,022	0,0030
210	370			190	330			0,133	0,133	0,0133	0,0013
250	435			225	395			0,200	0,200	0,030	0,0045
330	570			300	515			0,333	0,333	0,083	0,0208
310	530			275	485			0,312	0,390	0,037	0,005
400	680			360	620			0,521	0,651	0,104	0,026
360	630			325	570			0,450	0,675	0,045	0,007
475	800			425	725			0,750	1,125	0,125	0,031
470	820			425	740			0,800	1,600	0,060	0,009
600	1 030			550	935			1,333	2,666	0,166	0,042
870	1 550	2 180		800	1 395	1 950		2,666	5,333	0,666	0,333
740	1 270	1 870		650	1 150	1 700		2,080	5,200	0,208	0,052
1 070	1 900	2 700		1 000	1 700	2 400		4,160	10,400	0,833	0,416
870	1 500	2 200	2 700	780	780	1 400	2 500	3,000	9,000	0,250	0,063
1 250	2 200	3 100	3 900	1 100	2 000	2 800	3 500	6,000	18,000	1,000	0,500
1 150	2 000	2 000	3 500	1 000	1 300	2 500	3 200	5,333	21,330	0,333	0,0833
1 650	2 800	4 000	5 100	1 450	2 600	3 600	4 500	10,660	42,600	1,333	0,666
1 400	2 500	3 400	4 300	1 250	2 250	3 000	3 900	8,333	41,660	0,4166	0,104
2 000	3 600	4 900	6 200	1 700	3 200	4 400	5 600	16,660	83,300	1,666	0,833
2 300	4 200	5 700	7 400	2 100	3 700	5 200	6 600	24,000	144,000	2,000	1,000
3 100	5 400	7 500	9 600	2 800	4 900	6 750	8 600	42,800	341,000	2,666	1,333
3 800	6 700	9 200	11 700	3 400	6 000	8 300	10 500	66,000	666,000	3,333	1,666



Încărcările admisiibile, în A pentru

Lăţime × grosime mm	Secţiunea mm ²	Greutatea kg/m	Încărcarea de							
			Curent alternativ ($f=40-60\text{Hz}$)							
			Bare vopsite				Bare nevopsite			
			Nr. de bare pe fază				Nr. de bare pe fază			
			1	2	3	4	1	2	3	4
			I	II		50 I		II	III	50 I
12 × 2	24	0,065	100	180			80	140		
15 × 2	30	0,081	125	215			95	170		
15 × 3	45	0,122	150	265			115	210		
20 × 2	40	0,108	165	280			120	220		
20 × 3	60	0,162	195	340			145	270		
20 × 5	100	0,270	260	440			195	350		
25 × 3	75	0,202	240	410			180	330		
25 × 5	125	0,338	310	535			230	430		
30 × 3	90	0,243	280	480			205	385		
30 × 5	150	0,405	360	625			270	500		
40 × 3	120	0,324	390	630			280	500		
40 × 5	200	0,540	460	800			350	650		
40 × 10	400	1,08	670	1 200	165	2 250	515	975	1 350	1 800
50 × 5	250	0,675	560	970	1 400	1 850	425	780	1 120	1 500
50 × 10	500	1,35	820	1 440	1 960	2 660	625	1 150	1 600	2 160
60 × 5	300	0,810	660	1 130	1 580	2 120	500	900	1 300	1 750
60 × 10	600	1,62	960	1 650	2 230	3 040	730	1 300	1 850	2 500
80 × 5	400	1,08	850	1 450	1 950	2 600	650	1 170	1 650	2 130
80 × 10	800	2,16	1230	2 100	2 760	3 680	980	1 650	2 300	3 100
100 × 5	500	1,35	1 050	1 750	2 350	3 000	775	1 400	2 000	2 500
100 × 10	1 000	2,70	1 500	2 450	3 200	4 300	1 100	1 950	2 700	3 700
120 × 10	1 200	3,24	1 760	2 800	3 700	4 900	1 310	2 350	3 100	4 300
160 × 10	1 600	4,32	2 300	3 500	4 650	6 200	1 700	2 950	3 900	5 500
200 × 10	2 000	5,40								

TABELUL 3.14, d

bare de aluminiu ($\theta_c = 30^\circ C$).

durată, în A

Curent continuu								Mărimile statice pentru o bară			
Bare vopsite				Bare nevopsite							
Nr. de bare pe fază				Nr. de bare pe fază				Wx cm³	Ix cm⁴	Wy cm³	Wy cm⁴
1	2	3	4	1	2	3	4				
105	185			80	145			0,048	0,0288	0,008	0,0008
130	225			95	175			0,075	0,0562	0,010	0,0010
155	270			115	220			0,112	0,084	0,022	0,0030
170	295			125	225			0,133	0,133	0,0133	0,0013
200	350			150	280			0,200	0,200	0,030	0,0045
270	460			200	370			0,333	0,333	0,083	0,0208
245	430			185	340			0,312	0,390	0,037	0,005
320	550			235	440			0,521	0,651	0,104	0,026
290	500			220	400			0,450	0,675	0,045	0,007
380	645			275	520			0,750	1,125	0,125	0,031
380	660			285	525			0,800	1,600	0,060	0,009
485	830			360	660			1,333	2,666	0,166	0,042
700	1 240	1 750		540	1 000	1 420		2,666	5,333	0,666	0,333
590	1 020	1 500		445	815	1 220		2,080	5,200	0,208	0,052
850	1 520	2 140		655	1 215	1 730		4,160	10,400	0,833	0,416
700	1 210	1 700	2 200	530	960	1 420	1 850	3,000	9,000	0,250	0,063
1 000	1 790	2 500	3 150	770	1 430	2 030	2 600	6,000	18,000	1,000	0,500
910	1 600	2 200	2 800	700	1 260	1 850	2 400	5,333	21,330	0,333	0,0833
1 300	2 300	3 200	4 100	985	1 840	2 640	3 400	10,600	42,600	1,333	0,666
1 120	2 000	2 700	3 400	855	1 550	2 200	2 900	8,333	41,660	0,4166	0,104
1 580	2 800	3 900	5 000	1 200	2 240	3 200	4 200	16,660	83,300	1,666	0,833
1 875	3 300	4 600	5 900	1 420	2 640	3 800	5 000	24,000	144,00	2,000	1,000
2 400	4 350	6 000	7 600	1 850	3 450	5 000	6 500	42,600	341,000	2,666	1,333
3 050	5 400	7 400	9 400	2 300	4 300	6 200	8 060	66,600	666,000	3,333	1,666

TABELUL 3.14, c
 Coeficientul de corecție α_n pentru cazul amplasării barelor conductoare pe lat.

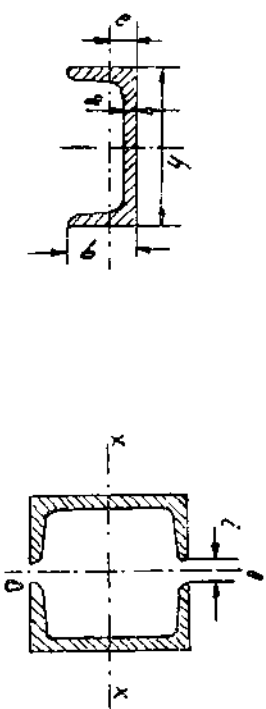
Nr. de bare pe fază	Lățimea barei mm	Grosimea barei și distanța dintre bare mm	α_n	
			bare striate	bare netede
1 ———	50 pînă la 200	5 pînă la 10	0,90	0,85
2 = = =	50 pînă la 200	5 pînă la 10	0,85	0,80
3 = = =	50 pînă la 80	5 pînă la 10	0,85	0,80
	100 pînă la 120	5 pînă la 10	0,80	0,75
4 = = =	160	5 pînă la 10	0,75	0,70
	200	5 pînă la 10	0,70	0,65

TABELUL 3.14, f
 Încărcările admisibile, în A, pentru țevă de cupru ($\theta_0 = 30^\circ\text{C}$).





Dimensiuni			Secțiunea mm ²	Greutatea kg/m	Curentul continuu și alternativ în încăperi închise A		Crt. alternativ (f=40–60 Hz) aer liber A		Mărimile statice	
d ₁ mm	d ₂ mm	S mm			țevă vopsită	țevă nevopsită	țevă vopsită	țevă nevop.	W cm ²	I cm ²
20	16	2	113,1	1,01	360	325	450	400	0,463	0,463
	14	3	160,2	1,43	430	400	530	500	0,597	0,957
	12	4	201,0	1,79	480	430	600	550	0,684	0,684
30	26	2	175,9	1,57	550	500	680	620	1,15	1,73
	24	3	254,5	2,26	650	600	800	750	1,56	2,35
	22	4	326,7	2,90	800	650	1 000	800	1,89	2,83
50	44	3	443,0	3,94	1 100	950	1 350	1 200	4,91	12,28
	42	4	578,1	5,15	1 200	1 100	1 500	1 400	6,16	15, 0
	40	5	706,9	6,29	1 400	1 200	1 700	1 500	7,24	18,11
60	54	3	537,2	4,78	1 250	1 200	1 600	1 400	7,30	21,9
	52	4	703,7	6,26	1 500	1 300	1 800	1 600	9,24	27,7
	50	5	863,9	7,69	1 600	1 450	2 000	1 800	11,00	32,9

Încălzire admisibilă, în A, pentru profile de cupru ($\theta_0 = 30^\circ\text{C}$).

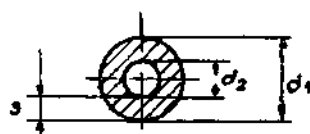


TABELUL 3.14, g

l	Dimensiuni mm					Secțiune mm ²		Greutatea kg/m		Current alternativ (f=40-60 Hz)							
	h	b	o	e	l	I	I ₀	I ₁	I ₂	Profile vopsite A		Profile nevoosite A		W _x cm ³	I _x cm ⁴	W _y cm ³	I _y cm ⁴
										I	I ₀	I	I ₀				
6	60	30	4	896	25	448	896	3,99	7,98	1 100	2 250	990	2 100	7,83	23,5	1,76	3,71
8	80	37,5	6	11,26	25	858	1 716	7,65	15,3	1 800	3 200	1 550	2 900	19,38	77,5	4,08	10,70
10	100	37,5	8	10,96	25	12,72	2 544	11,3	22,6	2 400	4 300	2 300	3 900	33,4	167	5,38	14,29
12	120	45	10	13,29	30	1 900	3 800	16,9	33,8	3 400	5 900	3 100	5 300	59,3	356	9,63	30,53
14	140	52,5	11	15,27	35	24,53	4 906	21,8	43,6	4 200	7 300	3 800	6 500	90,3	632	14,54	54,15
16	160	60	12	17,25	40	3 072	6 144	27,3	54,6	5 000	8 800	4 500	7 900	130	852	20,87	89,22
18	180	64,5	13	19,23	45	3 757	7 514	33,5	67,0	6 000	10 300	5 400	9 200	180	1 622	28,71	138,90
20	200	75	14	21,21	50	4 508	9 016	40,1	80,2	6 900	11 900	6 200	10 700	241	2 414	38,43	206,72

TABELUL 3.14, h

Încărcările admisibile în A pentru țevi de aluminiu ($\theta_0=30^\circ\text{C}$)



Dimensiuni mm			Sec- țiune mm ²	Greu- tate kg/m	Curent continuu și alternativ în încăperi în- chise A		Curent alternativ (f= 40-60 Hz) în aer liber A		Mărimi statice	
d_1	d_2	S			țevă vopsită	țevă nevop- sită	țevă vopsită	țevă nevopsită	W cm ²	I cm ⁴
20	16	2	113,1	0,305	280	230	350	270	0,463	0,463
	14	3	160,2	0,43	350	285	430	340	0,597	0,597
	12	4	201,0	0,54	385	320	475	375	0,684	0,684
30	26	2	175,9	0,475	430	350	530	420	1,15	1,73
	24	3	254,5	0,69	520	420	640	500	1,56	2,35
	22	4	326,7	0,88	580	470	720	560	1,89	2,83
50	44	3	443,0	1,20	850	670	1 000	810	4,91	12,28
	42	4	578,1	1,56	970	770	1 200	920	6,16	15,40
	40	5	706,9	1,91	1 000	820	1 300	990	7,24	18,11
60	54	3	537,2	1,45	1 000	800	1 240	960	7,30	21,9
	52	4	703,7	1,90	1 150	920	1 450	1 100	9,24	27,7
	50	5	863,9	2,33	1 275	1 000	1 600	1 200	11,00	32,9

În funcție de aceste trei condiții se alege fuzibilul (după condiția care dă curentul cel mai mare), caracteristica amper-secundă a fuzibilului determi-nându-se din ultima condiție.

3.3.2. Alegerea secțiunii conductoarelor în funcție de pierderile de tensiune

Secțiunea se determină punind condiția ca pierderile de tensiune pe cir-cuitele considerate să fie mai mici sau egale cu pierderile de tensiune admi-sibile stabilite de norme :

$$\Delta U_p \leq \Delta U_a ; \quad (3-62)$$

TABELUL 3. 14 i

Încădările admise în A pentru profile de aluminiu ($\theta_0=30^\circ\text{C}$)



l	Dimensiuni mm					t	Secțiune mm ²					Greutate kg/m	Curent alternativ (f = 40 – 60 Hz)				Mărimi statice pentru un profil			
	h	b	a	e	i		{	{	{	{	{		{	{	{	{	{	{	{	
5	50	25	4	7,71	25	368	736	1,00	2,00	750	1 700	585	1 330	5,24	13,1	1,20	2,07			
6	60	30	4	8,96	25	448	896	1,22	2,44	880	1 800	685	1 370	7,83	23,5	1,76	3,71			
7	70	32,5	5	9,65	25	625	1 250	1,77	3,54	1 140	2 100	890	1 620	12,4	43,4	2,57	5,87			
8	80	37,5	6	11,26	25	858	1 716	2,32	4,64	1 460	2 540	1 135	2 000	19,38	77,5	4,08	10,70			
10	100	37,5	8	10,96	25	1 272	2 544	3,47	6,94	2 000	3 450	1 550	2 700	33,4	167	5,38	14,29			
12	120	45	10	13,29	30	1 900	3 800	5,17	10,34	2 720	4 700	2 100	3 750	59,3	356	9,63	30,53			
14	140	52,5	11	15,27	35	2 453	4 906	6,66	13,32	3 350	5 800	2 600	4 600	90,3	632	54,15	54,15			
16	160	60	12	17,25	40	3 072	6 144	8,34	16,68	4 000	7 000	3 100	5 400	130	1 042	20,87	89,22			
18	180	67,5	13	19,23	45	3 757	7 514	10,20	20,40	4 750	8 200	3 600	6 400	180	1 622	28,77	138,90			
20	200	75	14	21,21	50	4 508	9 016	12,22	24,44	5 500	9 500	4 300	7 400	241	2 414	38,43	206,72			

ΔU_p — pierderile de tensiune reale (în V sau procente);

ΔU_a — pierderile de tensiune admisibile stabilite de norme (tabelul 3.15).

TABELUL 3.15

Pierderile de tensiune admisibile în instalațiile electrice.

Tipul instalației electrice	ΔU_a %Un	Observații
Linie electrică aeriană de înaltă tensiune	8	în regim normal
	12	în regim de avarie
Linie electrică aeriană de joasă tensiune (distribuție)	6	la iluminat locuințe
	5	motoare electrice
	2,5	iluminat industrial și de reclamă
Rețele în cablu de înaltă tensiune	6	în regim normal
	10	în regim de avarie

Expresiile pierderilor de tensiune (ΔU_p) sînt:

— pentru linii de curent continuu cu mai mulți consumatori:

$$\Delta U_p = 2 \sum_{i=1}^n r_i \cdot I_i \quad \text{【(3-63)}]$$

sau :

$$\Delta U_p = 2 \sum_{i=1}^n R_i \cdot i_i, \quad (3-64)$$

în care R_i , r_i , i_i , și I_i sînt rezistențele ohmice și curenții pe tronsoanele de circuit, respectiv pe consumator, conform notațiilor din fig. 3.27;

— pentru liniile trifazate cu mai mulți consumatori:

$$\Delta U_p = \frac{1}{U_*} \sum_{i=1}^n (r_i P_i + x_i Q) \quad (3-65)$$

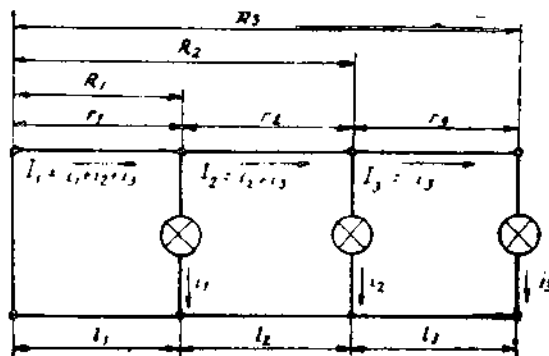


Fig. 3.27. Linie de curent continuu cu trei consumatori.

sau :

$$\Delta U_p = \frac{1}{U_n} \sum_{i=1}^n (R_i p_i + X_i q_i), \quad (3-66)$$

în care notațiile sînt indicate în fig. 3.28 cu observația că :

$$\begin{aligned} z_i &= r_i - jx_i & s_i &= p_i - jq_i \\ Z_i &= R_i - jX_i & S_i &= P_i - jQ_i ; \end{aligned}$$

— pentru o linie monofazătă se ține seama de pierderea de tensiune din conductorul de fază și conductorul neutru, astfel încît :

$$\Delta U_p = \frac{2}{U_n} \sum_{i=1}^n (r_i P_i + x_i Q_i) \quad (3-67)$$

sau

$$\Delta U_p = \frac{2}{U_n} \sum_{i=1}^n (R_i p_i + X_i q_i), \quad (3-68)$$

notațiile avînd același sens ca în fig. 3.28.

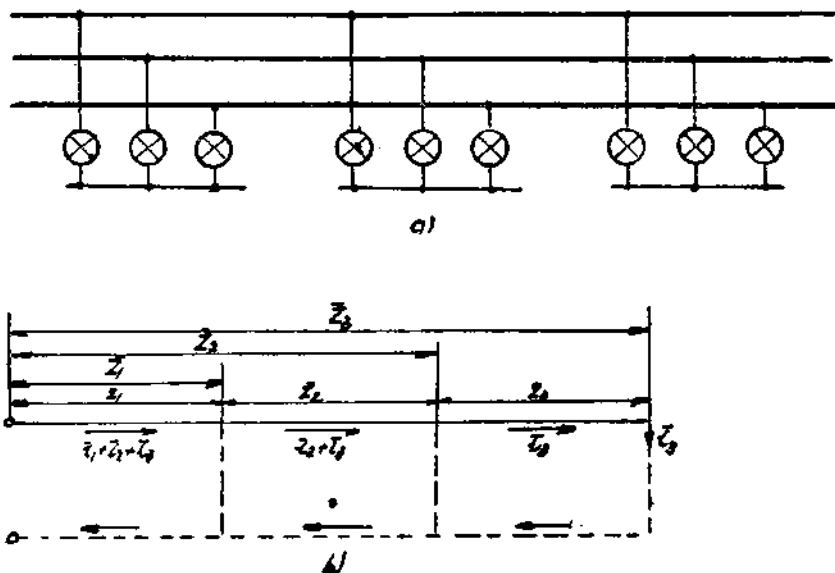


Fig. 3.28. Linie electrică de curent alternativ cu mai mulți consumatori.

Ultimii termeni ai expresiilor ΔU_p conțin reactanțele (X_i) care pot fi approximate destul de exact și care pot fi considerate cunoscute fără a cunoaște secțiunea conductoarelor; se știe că reactanța medie pe kilometru de linie electrică aeriană este:

$$x_0 = (0,35 - 0,4) \quad [\Omega/\text{km}].$$

Astfel, apreciind $\Delta U_p \approx \Delta U_a$, se obține:

$$\Delta U_{ac} = \frac{1}{U_n} \sum_{i=1}^n r_i P_i = \Delta U_a - \sum_{i=1}^n x_i Q_i \quad (3-69)$$

sau

$$\Delta U_{ac} = \frac{\rho}{U_n} \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{s_i} P_i = \Delta U_a - \sum_{i=1}^n x_i Q_i. \quad (3-70)$$

Folosind ultima relație se determină secțiunea conductoarelor în trei ipoteze:

a) *Ipoteza secțiunilor constante*, adică conductorul are aceeași secțiune în tot circuitul $S_i = S$.

În acest caz secțiunea devine:

— pentru circuite de curent continuu:

$$S = \frac{2\rho}{\Delta U_a} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot I_i = 100 \frac{2\rho}{\Delta U_a \% U_n} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot I_i; \quad (3-71)$$

— pentru circuite trifazate:

$$S = \frac{\rho}{\Delta U_{ac} \cdot U_n} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot P_i; \quad (3-72)$$

— pentru circuite monofazate:

$$S = \frac{2\rho}{\Delta U_{ac} \cdot U_n} \cdot \sum_{i=1}^n l_i \cdot P_i. \quad (3-73)$$

b) *Ipoteza densității de curent*, conform căreia densitatea de curent:

$$J = \frac{I}{S} \quad \left[\frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \right] \quad (3-74)$$

se păstrează constantă în toate tronsoanele circuitului și pierderile active de tensiune se pot scrie sub forma:

$$\Delta V_{ac} = \rho \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{s_i} \cdot I_i \cos \varphi = \rho J \sum_{i=1}^n l_i \cos \varphi_i. \quad (3-75)$$

În această ipoteză secțiunile se determină astfel:

— pentru circuite de curent continuu:

$$S_i = \frac{I_i}{J} = 100 \frac{2\rho}{\Delta U_n \% \cdot U_n} \cdot L \cdot I_i, \quad (3-76)$$

L — fiind lungimea circuitului;

— pentru circuite trifazate:

$$S_i = \frac{I_i}{J} = I_i \frac{\rho}{\Delta V_{ac}} \sum_{i=1}^n l_i \cos \varphi_i; \quad (3-77)$$

— pentru circuite monofazate:

$$S_i = \frac{I_i}{J} = I_i \frac{2\rho}{\Delta V_{ac}} \sum_{i=1}^n l_i \cos \varphi_i. \quad (3-78)$$

În expresiile pentru circuite de curent alternativ:

$$I_i = \frac{P_i}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi_i}. \quad (3-79)$$

c) *Ipoteza minimului de material*, în care se prevede ca volumul total al conductoarelor utilizate în diferitele tronsoane ale circuitului să fie minim. Volumul conductorului se poate exprima prin relația:

$$W = \sum_{i=1}^n l_i \cdot S_i. \quad (3-80)$$

Punându-i condiția de minim în funcție de variația secțiunii S_i și relația ce există între l_i și S_i , prin pierderea de tensiune activă (3-70), se obține următoarea expresie a secțiunii conductorului în ipoteza consumului minim de material:

$$S_i = \frac{\sqrt{P_i}}{\gamma \cdot U_n \Delta U_{ac}} \sum_{i=1}^n l_i \sqrt{P_i}, \quad (3-81)$$

în care, în afara notațiilor cunoscute:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \text{ — conductivitatea conductorului, în } \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}.$$

3.3.3. Determinarea secțiunii conductoarelor în funcție de pierderile minime de energie electrică

Alegerea secțiunii optime a conductoarelor din rețelele de înaltă tensiune se face pe baza calculelor tehnico-economice ce iau în considerare pe de o parte costul pierderilor de energie electrică în linie, iar pe de altă parte costul liniei.

Pierderile de energie electrică activă în circuitele electrice sînt :

$$\Delta A = \Delta P \cdot t, \quad (3-82)$$

în care :

$$\Delta P = 3I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \quad (3-83)$$

relația valabilă în cazul cînd puterile P și Q într-un interval de timp considerat rămîn constante. Deoarece curenții variază, pierderile anuale de energie se calculează conform relației :

$$\Delta A_{\text{anual}} = 3 \sum I^2 R \Delta t = 3 I_{\text{max}}^2 \cdot R \cdot \tau = \Delta P_{\text{max}} \cdot \tau, \quad (3-84)$$

în care :

I_{max} este curențul maxim ce trece prin circuit ;

$\tau = \frac{\Delta A_{\text{anual}}}{\Delta P_{\text{max}}}$ timpul pierderilor maxime, în ore.

$\Delta P_{\text{max}} = 3 I_{\text{max}}^2 \cdot R$ — pierderile maxime de energie activă.

Timpul pierderilor maxime (τ) se definește similar ca timpul de utilizare a puterii maxime (T_{max}) :

$$T_{\text{max}} = \frac{A_{\text{anual}}}{P_{\text{max}}}. \quad (3-85)$$

Parametrii (τ) și (T_{max}), pentru o instalație electrică dată, depind unul de altul, în funcție de factorul de putere ($\cos \varphi$), conform diagramei din fig. 3.29.

Cheltuielile cauzate de pierderile de energie pe timp de un an pe un circuit electric :

$$C_i = 3\beta \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot R \cdot \tau = 3\beta \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{s} \cdot \tau, \quad (3-86)$$

unde :

β este costul unui kilowattoră, în lei ;

τ — timpul pierderilor maxime, în ore ;

ρ — rezistența specifică a conductorului, în Ω mm²/m ;

l — lungimea conductorului, în m ;

s — secțiunea conductorului, în mm².

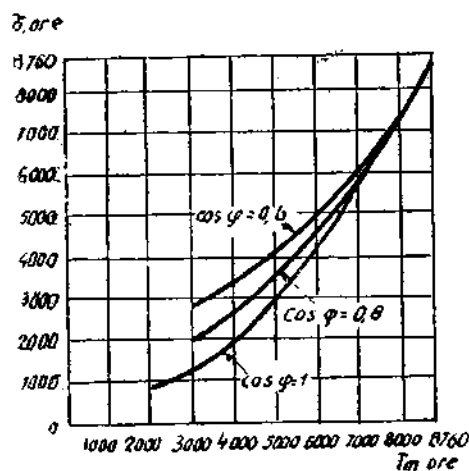


Fig. 3.29. Diagramă pentru determinarea lui τ în funcție de T_{max} și $\cos \varphi$.

Cheltuielile anuale de amortizarea costului liniei :

$$C_2 = a(k + bs)l, \quad (3-87)$$

unde :

a este cota de amortizare anuală la costul liniei ;

k — cheltuiala independentă de secțiunea conductorului, necesară la construirea unei lungimi de linie egală cu unitatea ;

b — cheltuiala dependentă de secțiunea conductorului, necesară pentru construirea unei lungimi de linie egală cu unitatea.

$$C = C_1 + C_2 = 3\beta \cdot I_{max}^2 \frac{l}{s} \rho \cdot \tau + a(k + bs)l. \quad (3-88)$$

Cheltuielile sînt minime, în funcție de secțiune cînd :

$$\frac{dC}{ds} = 0 \text{ sau } - \frac{3\beta \cdot I_{max}^2 \cdot l \cdot \rho \cdot \tau}{s^2} + abl = 0 \quad (3-89)$$

Rezultă secțiunea economică :

$$s_{ec} = I_{max} \sqrt{\frac{3\beta \cdot \rho \cdot \tau}{ab}}. \quad [\text{mm}^2]. \quad (3-90)$$

Secțiunii economice s_{ec} îi corespunde o anumită încărcare economică a circuitului, exprimată prin densitatea economică de circuit J_{ec} :

$$J_{ec} = \frac{I_{max}}{s_{ec}} = \sqrt{\frac{ab}{3\beta \cdot \rho \cdot \tau}} \quad [\text{A/mm}^2]. \quad (3-91)$$

Ținînd seama de valorile ce le pot căpăta în diferitele cazuri parametrii a , b , ρ , τ , se pot stabili densitățile economice recomandabile (tabelul 3.16).

Folosind datele din tabelul 3.16 se poate calcula secțiunea economică s_{ec} pentru un curent dat I_{max} .

TABELUL 3.16

Densitățile economice de curent, A/mm^2 .

Felul circuitului	Numărul orelor de utilizare a puterii maxime T_{max}		
	3 000 ore	3000-5000	> 5 000
Linii aeriene cu conductoare de cupru	3	2,10	1,60
Linii aeriene cu conductoare de cupru sau de oțel aluminiu	1,80	1,20	0,90
Linii în cablu cu conductoare de cupru	2,25	2,25	2

Secțiunea conductoarelor aleasă pentru liniile electrice aeriene de înaltă tensiune ($U \geq 110$ kV) se verifică și la pierderi corona, conform formulelor indicate în cap. 3.1.1.

Verificarea secțiunii conductoarelor la stabilitate termică și a barelor la stabilitate electrodinamică la curenți de scurtcircuit este prezentată în cap. 3.7.

3.4. STAȚII ELECTRICE

Stațiile electrice de transformare pot fi ridicătoare și coboritoare.

Stațiile electrice ridicătoare și schemele lor au fost analizate în capitolul 2.8.

Stațiile electrice coboritoare pot fi :

— *Stații de înaltă tensiune*, când sînt alimentate de rețelele principale ale sistemului energetic și au ca tensiuni primare 400, 220 sau 110 kV, iar ca tensiuni secundare 110, 35, 15, 10 sau 6 kV ;

— *Stații de medie tensiune*, când sînt alimentate din rețelele care se racordează la tensiunea secundară a stațiilor de înaltă tensiune ;

— *Stații de distribuție de joasă tensiune*, care alimentează consumatorii de putere mică și în care tensiunea primară este de 6—20 kV iar tensiunea secundară de 0,4/0,220 kV.

Exemple de scheme ale stațiilor coboritoare de înaltă tensiune, de medie tensiune și de joasă tensiune sînt indicate în fig. 3.30 ; 3.31 ; 3.32 ; 3.33 ; 3.34 ; 3.35.

Din punct de vedere constructiv, stațiile electrice se compun din cîteva instalații de distribuție la diferite tensiuni, reunite între ele prin transformatoare. Instalațiile de distribuție sînt constituite din totalitatea echipamentelor electrice și a dispozitivelor auxiliare, conectate conform schemei de conexiune. Ele sînt proiectate și construite astfel încît să satisfacă următoarele condiții principale :

- să prezinte o bună siguranță în funcționare ;
- să permită deservirea cu ușurință a instalației ;
- să asigure securitatea personalului de deservire ;
- construcția și exploatarea instalației să fie cît mai economică.

Instalațiile de distribuție pot fi *interioare* — cu aparatele instalate în încăperi închise — și *exterioare* — cu aparatele amplasate în construcții deschise. Transformatoarele se pot instala atît în interior cît și în exterior.

3.4.1. Instalații de distribuție interioare

Se construiesc în special pentru tensiuni medii de 6—35 kV și prezintă mai multă siguranță în funcționare, mai ales în zonele cu atmosferă puternic poluată.

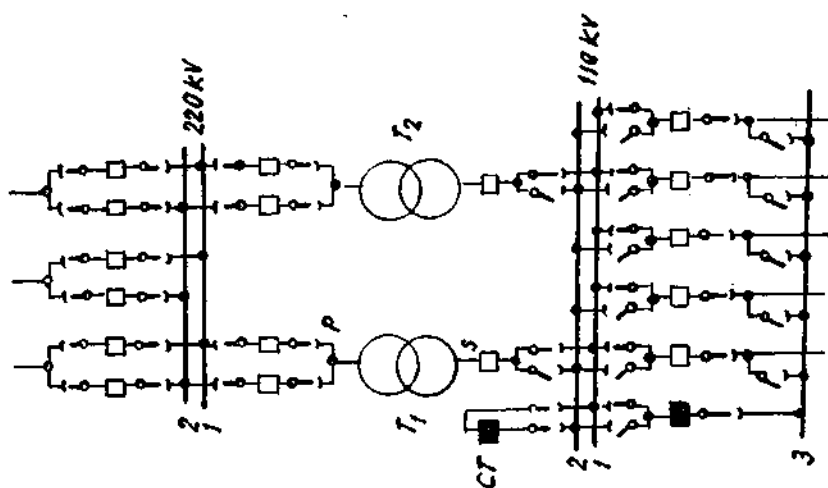


Fig. 2.30. Schema unei stații de înaltă tensiune de 220/110 kV.

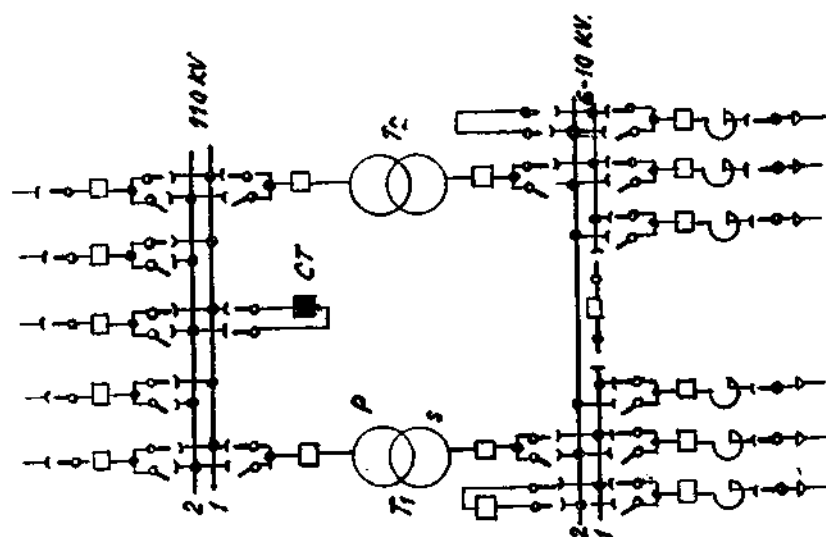


Fig. 3.31. Schema unei stații de înaltă tensiune de 110/10 kV.

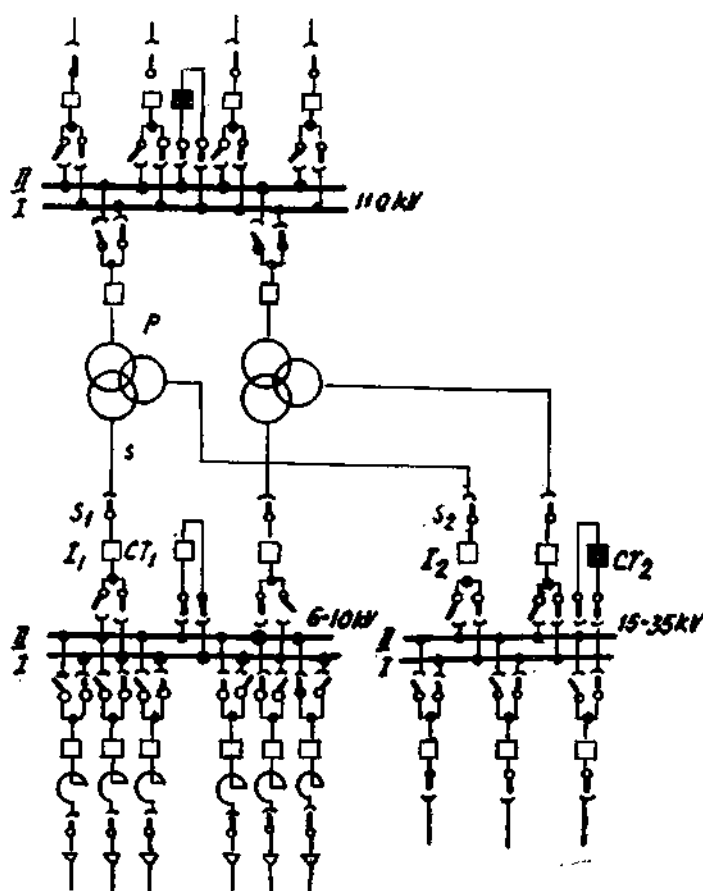


Fig. 3.32. Schema unei stații de înaltă tensiune cu transformatoare cu trei înfășurări 110/35/10 kV.

Gabaritele și tipurile constructive ale instalațiilor interioare de distribuție sunt determinate de:

a) *tensiunea nominală*, care impune distanțele minime admisibile între elementele conductoare, precum și distanțele minime admisibile de la acestea la diferitele părți ale instalației de distribuție interioare (fig. 3.36 și tabelul 3.17).

b) *Tipul de întrerupătoare adoptat* (cu ulei mult, cu ulei puțin, cu aer comprimat etc.). Astfel, întrerupătoarele cu ulei mult impun construcții monolit cu celule separate prin pereți rezistenți; întrerupătoarele cu ulei puțin sau cu aer comprimat permit renunțarea la construcții rezistente, putându-se folosi pe scară largă elemente prefabricate cu carcase metalice (tipul celular);

c) *Complexitatea schemei de conexiuni* (bare conductoare simple sau duble, fideri cu sau fără reactoare etc.), care determină în majoritatea cazurilor mărimea clădirii (cu parter, cu unul sau două etaje).

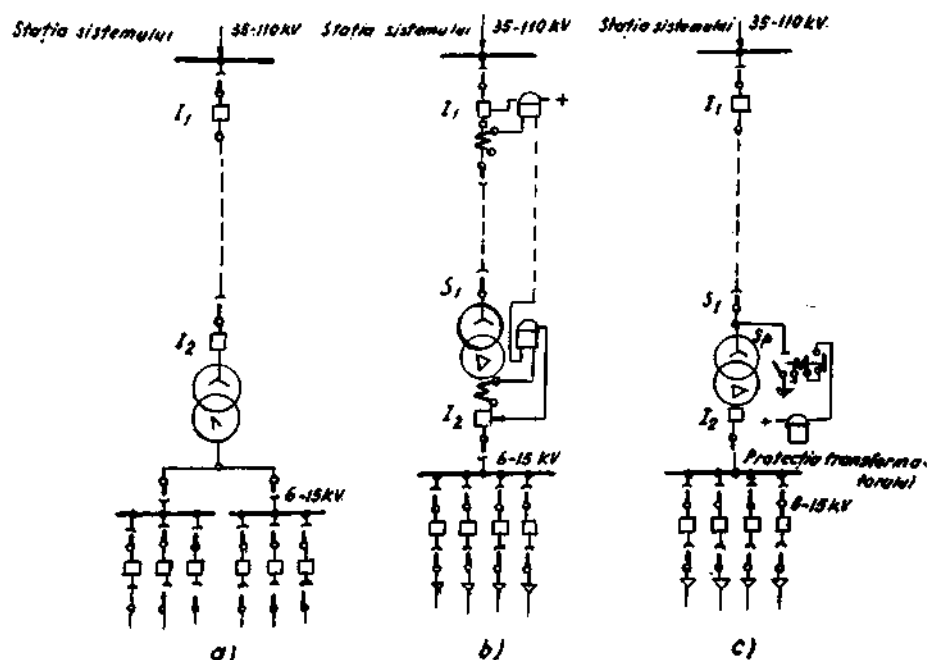


Fig. 3.33. Scheme ale stațiilor de medie tensiune cu un singur transformator.

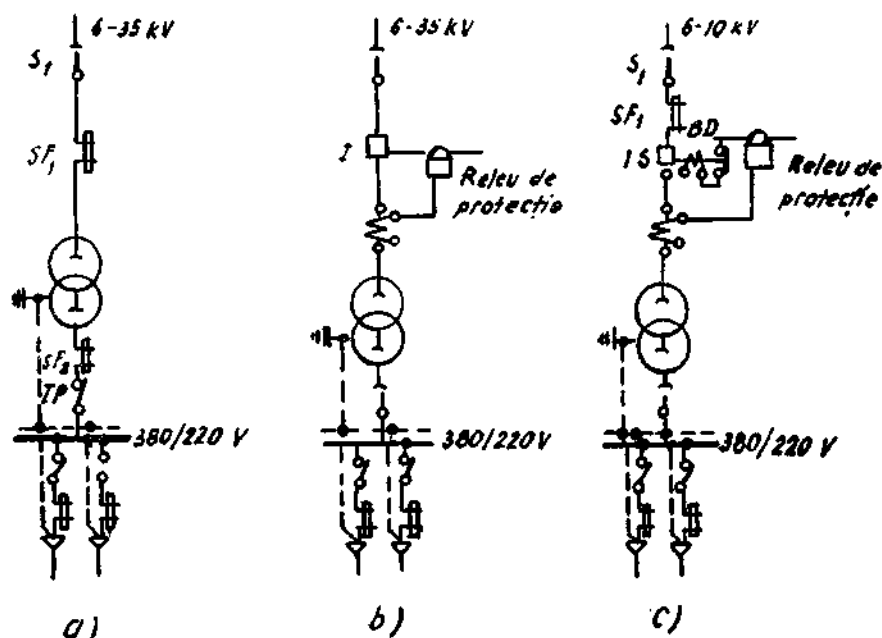


Fig. 3.34. Scheme ale stațiilor de joasă tensiune cu un singur transformator.

TABELUL 3.17

Distanțele minime admisibile pentru instalațiile de distribuție interioare în funcție de tensiunile nominale dintre faze în cm

Denumirea distanțelor (conf. fig. 3.36)	Tensiunile nominale între faze					
	1-3	6	10	15	35	110
Distanța dintre elementele conducătoare ale fazelor și distanța de la acestea până la părțile puse la pământ ale clădirii (distanța A)	7,5	10	12,5	15	29	80
Distanța de la elementele neizolate până la împrejmuirile masive (distanța B)	10,5	13	15,5	18	32	75
Distanța de la elementele conducătoare neizolate până la împrejmuirile din plasă (distanța C)	17,5	20	22,5	25	39	82
Distanța de la elementele conducătoare și neizolate, împrejmuite, până la pardoseala clădirii (distanța D)	250	250	250	250	275	350

Din punct de vedere constructiv, instalațiile de distribuție interioare mai pot fi categorisite în :

— instalații sistem *celular* — cele mai frecvent folosite, în care toate echipamentele unui circuit sînt despărțite de celelalte circuite prin pereți, constituind astfel o celulă ;

— instalații sistem *hală* — în care nu există pereți separatori între echipamentele diferitelor circuite.

La stațiile de distribuție de 0,4 kV, din cauza gabaritelor mici ale echipamentelor și a lipsei pericolului de explozie, construcția instalației de distribuție se prezintă sub formă de tablouri. La instalațiile de distribuție de 6—15 kV se folosesc, de obicei, întreruptoare cu ulei mult (fig. 3.37), montate în clădiri monolite cu unul sau mai multe etaje (mai ales atunci cînd se prevăd și bobine de reactanță — fig. 3.38), sau întreruptoare cu ulei puțin sau cu suflaj magnetic, cînd pereții celulelor pot fi formați din construcții ușoare (fig. 3.39).

Pentru tensiunile de 35—110 kV, întreruptoarele utilizate sînt de regulă cu ulei puțin sau cu aer comprimat, iar schema nu cuprinde reactoare, ceea ce determină construcții relativ ușoare, cu parter și etaj (fig. 3.40 și fig. 3.41).

3.4.2. Instalații de distribuție exterioare

Instalațiile de distribuție exterioare trebuie echipate cu aparate speciale de tip exterior ce suportă în bune condiții acțiunea agenților atmosferici. Creșterea costului echipamentelor trebuie să fie compensată de reducerea volumului de construcții, în comparație cu instalațiile de tip interior. Calcu

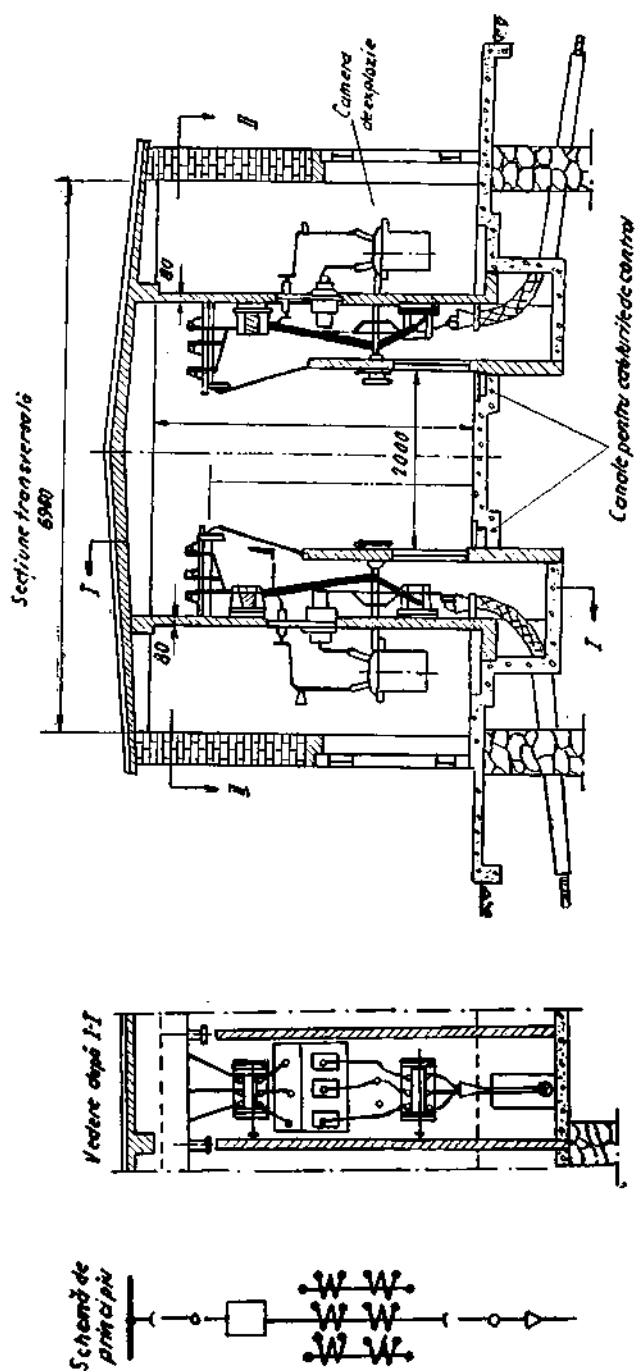


Fig. 2.37. Instalație de distribuție de 6-15 kV cu întrerupătoare cu ulei mult.

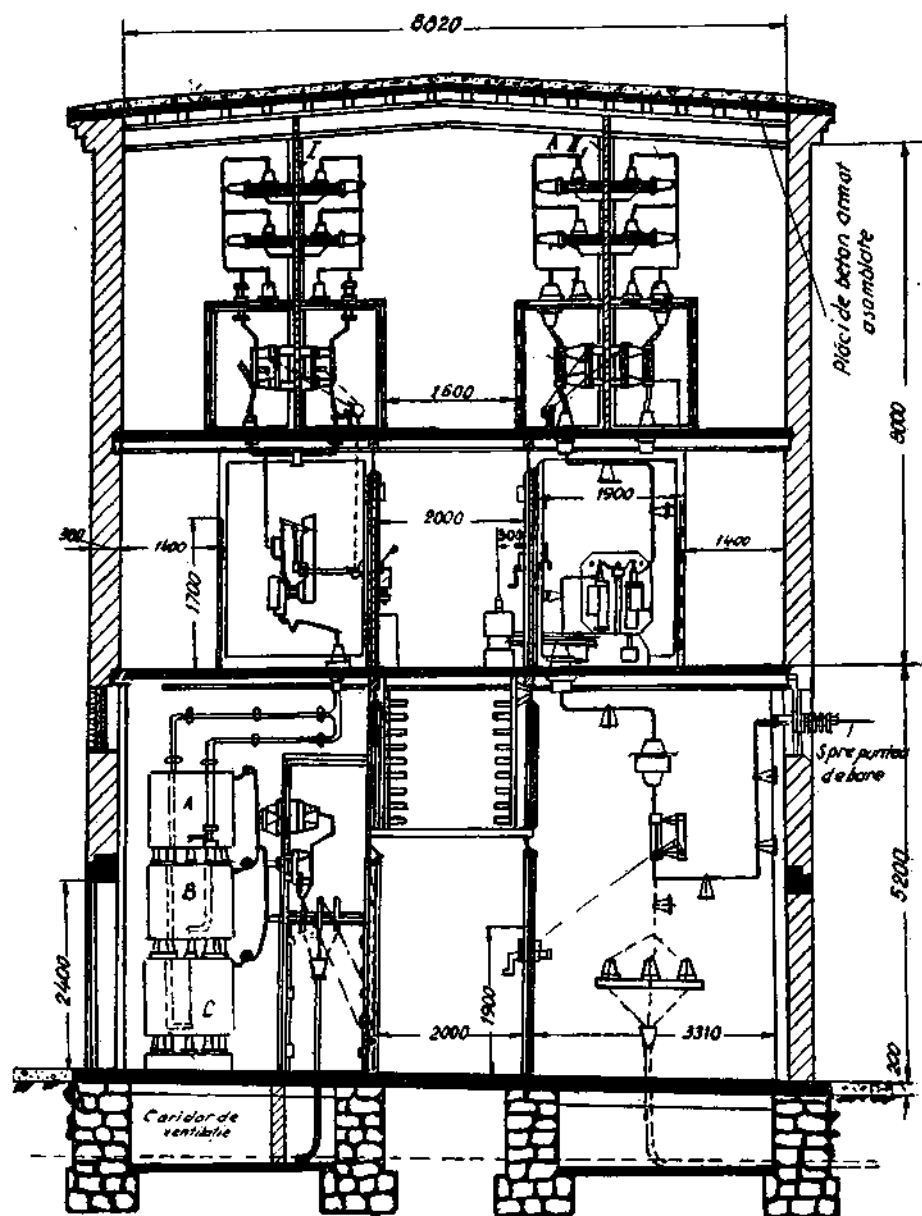


Fig. 3.38. Instalație de distribuție de 6-15 kV cu bare duble și reactoare de linie.

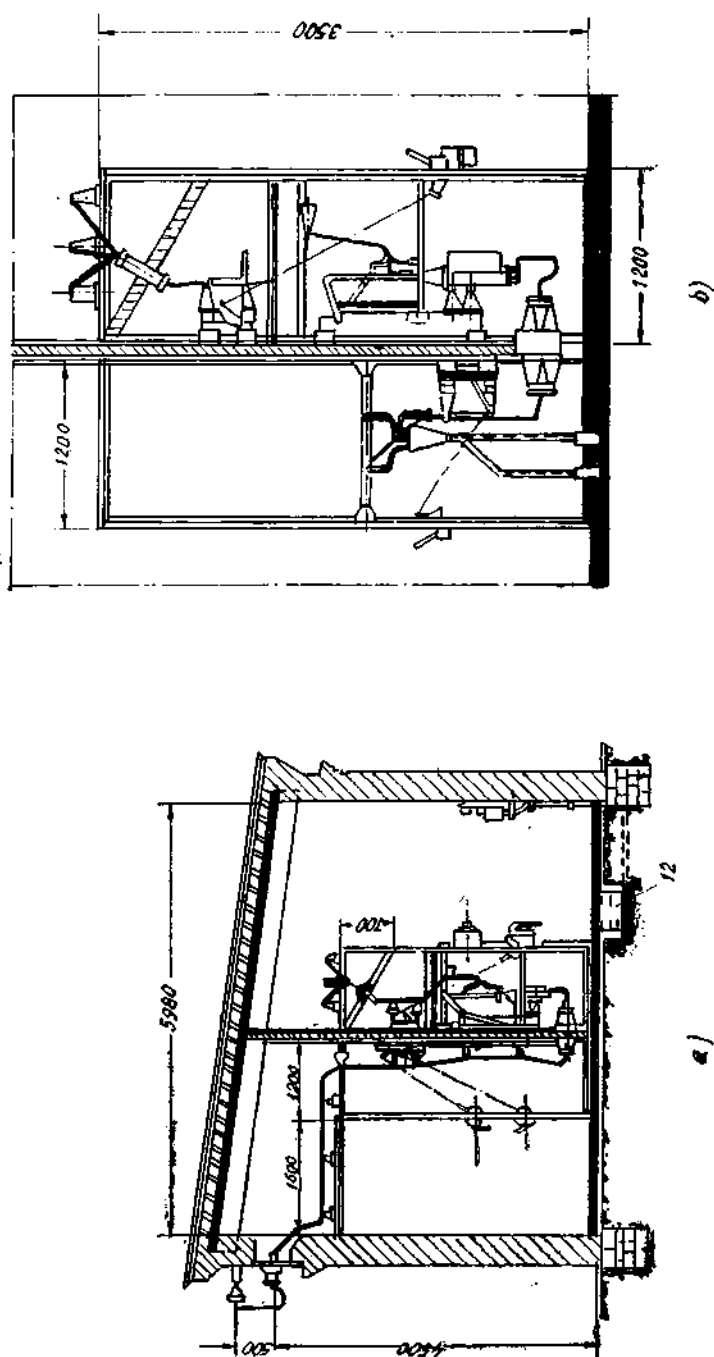


Fig. 3.32. Instalație de distribuție de 6-15 kV cu întrerupătoare cu ulei puțin.
 a — secțiune prin clădirea instalației; b — secțiune prin celula centrală.

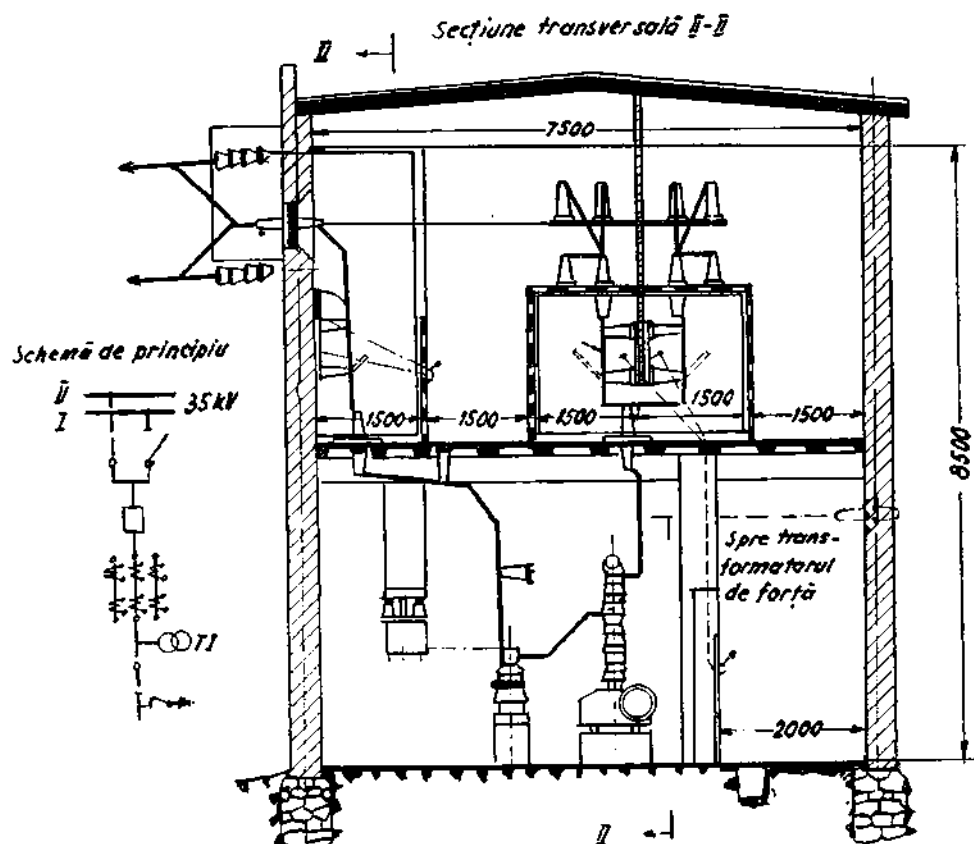


Fig. 3.40. Instalație de distribuție de 35 kV cu bare duble și cu întreruptoare cu aer comprimat.

lele tehnico-economice indică — de regulă — că instalațiile exterioare sînt recomandabile la tensiuni superioare tensiunii nominale de 35 kV.

Avantajele principale ale instalațiilor exterioare:

- posibilitatea extinderii avariilor este mai redusă din cauza distanțelor mai mari dintre circuitele vecine;
- lucrările de extindere se pot executa ușor, fără modificarea construcțiilor existente;
- durata de construcții montaj redusă;

Dezavantajele cele mai importante sînt:

- siguranța în funcționare mai redusă în comparație cu instalațiile interioare;
- deservirea mai dificilă — din cauza manevrelor și lucrărilor de întreținere ce trebuie executate pe orice fel de timp;
- suprafața de teren ocupată mult mai mare.

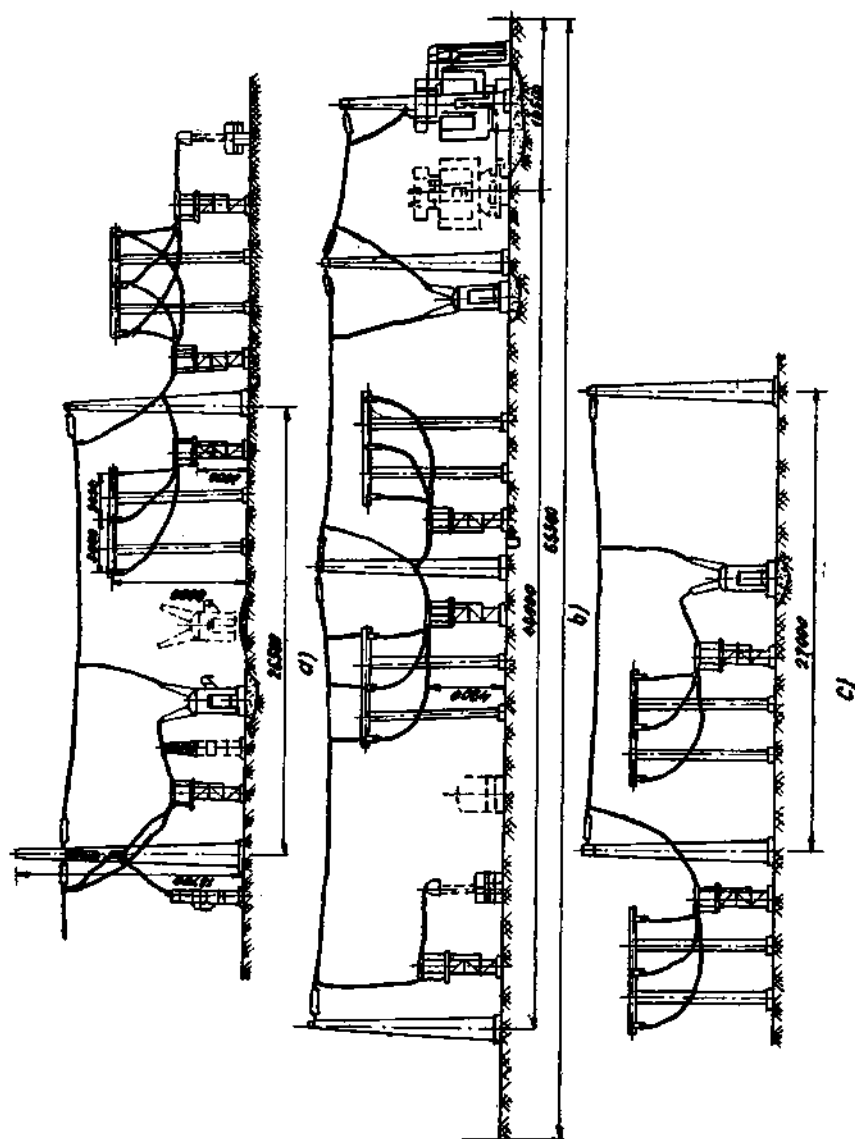
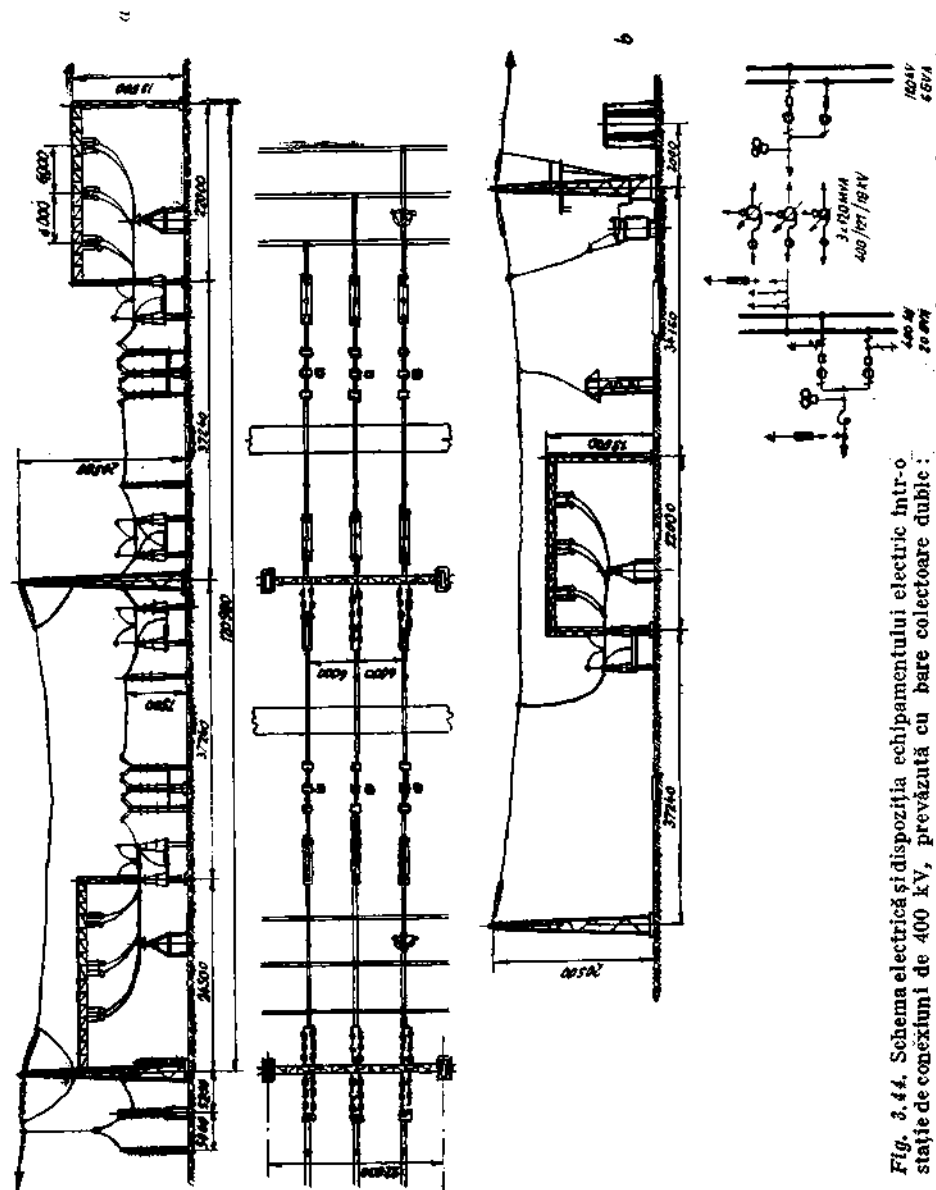


Fig. 3.42. Instalație de distribuție exterioară de 110 kV:

a — secțiune prin celula de linie; b — secțiune prin celula transformatorului; c — secțiune prin celula de cuplă.



Gabaritele instalațiilor exterioare, impuse prin norme în vigoare sînt indicate în tabelul 3.18.

TABELUL 3.18

Distanțele minime admisibile, în cm, pentru instalațiile electrice exterioare

Denumirea distanțelor	Tensiunile nominale între faze kV			
	≤ 10	35	110	220
Distanța între părțile conductoare ale fazelor pînă la construcții legate la pămînt sau împrejuririle de plasă	25	40	100	200
Distanța de la părțile conductoare ale fazelor pînă la barierele sau contururile exterioare ale mijloacelor de transport	100	100	175	250
Distanța de la conductoarele sub tensiune pînă la pămînt	300	300	375	450

Foarte frecvent, valorile gabaritelor instalațiilor electrice exterioare se includ în noțiunea de „pas de celulă”, ce indică terenul ocupat de echipamentele unei instalații trifazate (linie, transformator) pe direcția longitudinală a barelor colectoare ale stației electrice (fig. 3.44 și fig. 3.45). Valorile uzuale, pentru pasul celulelor, pas ce depinde de modul de amplasare și de tipul aparatelor de conexiune folosite, sînt indicate în tabelul 3.19.

TABELUL 3.19

Valorile uzuale pentru pasul celulelor stațiilor electrice exterioare.

Tensiunea nominală kV	Pasu celulei în stații electrice exterioare în alte țări m	Pasu celulei în stații electrice exterioare din România m
35	5 — 6	5 — 6
110	8 — 9	8 — 9
220	11 — 17	15 și 17
400	19 — 28	22 și 26
500	26 — 30	—
700	34 — 40	—

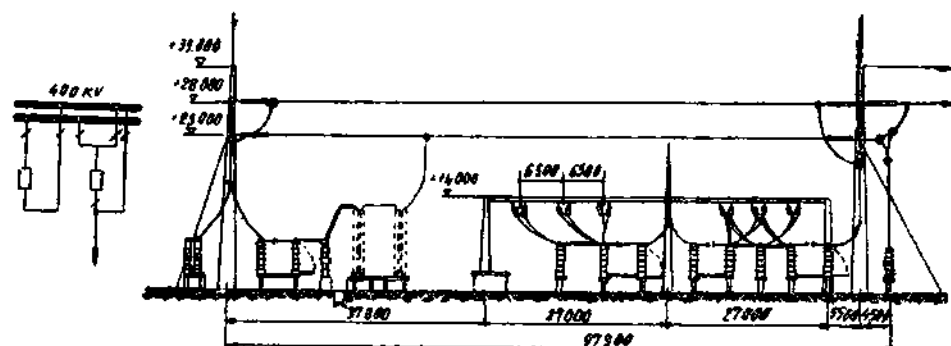


Fig. 3.45. Schema electrică și secțiune printr-o stație de conexiuni de 400 kV prevăzută cu bare colectoare duble, din care una poate deveni și bară de transfer (Pasul celulei de 33 m).

3.4.3. Instalarea transformatoarelor

Transformatoarele din centrale și stații se pot instala atât în exteriorul cât și în interiorul clădirilor.

De regulă, transformatoarele mari din centralele electrice și din stațiile mari ale sistemului se montează în exterior. În acest fel se face economie în construcții și se asigură o răcire mai bună a transformatoarelor.

În condiții speciale — din cauza poluării intens a mediului înconjurător mai ales — se recurge și la instalarea în interior a transformatoarelor mari.

Transformatoarele coboritoare, de puteri relativ mici, ce alimentează întreprinderile industriale și rețelele urbane se montează în clădiri închise și uneori — în cazul alimentărilor localităților rurale — în exterior, pe stâlpi de lemn sau beton.

a) Instalarea transformatoarelor în interior impune:

- încăperi separate executate din materiale neinflamabile, pentru montarea lor;

- încăperile sînt prevăzute cu praguri și bazine pentru reținerea uleiurilor în caz de avarii (pentru transformatoarele cu ulei);

- încăperile sînt prevăzute cu instalații speciale de ventilație care să asigure răcirea corectă a transformatoarelor;

- fundațiile transformatoarelor sînt separate de fundațiile, pereții și de alte elemente ale clădirii pentru evitarea transmiterii vibrațiilor;

- racordurile la transformatoare (barele colectoare și conductele cu ulei) se prevăd cu piese elastice, care nu preiau vibrațiile primite;

- montarea de ecrane fonoabsorbante în jurul transformatorului (în cazul cînd zgomotul produs de acesta este foarte mare) fig. 3.46;

- transformatorul se amplasează în mijlocul încăperii astfel încît distanța minimă pînă la perete să fie de 0,5—0,6 m, iar pînă la ușă (care se deschide în exterior) de 0,7—1,0 m. Fig. 3.47 reprezintă montarea unui transformator în interior.

Transformatoarele uscate se pot monta în aceleași încăperi cu instalațiile de distribuție, cu condiția asigurării unei ventilații corespunzătoare.

b) Instalarea transformatoarelor în exterior se face pe fundații masive — cu racord de cale ferată — amplasate la nivelul solului, pentru transformatoarele mari, sau aerian — pe stâlpi — pentru transformatoarele mici. Sub fundațiile transformatoarelor mari se prevăd gropi umplute cu pietriș care pot reține 20% din cantitatea de ulei a transformatorului, iar între celele a două transformatoare vecine se prevăd pereți despărțitori — din material neinflamabil — pentru evitarea extinderii avariilor în cazul apariției unor defecte la unul din transformatoare. Modul de montare a transformatoarelor pe stâlpi, împreună cu instalația de distribuție, este arătat în fig. 3.48.

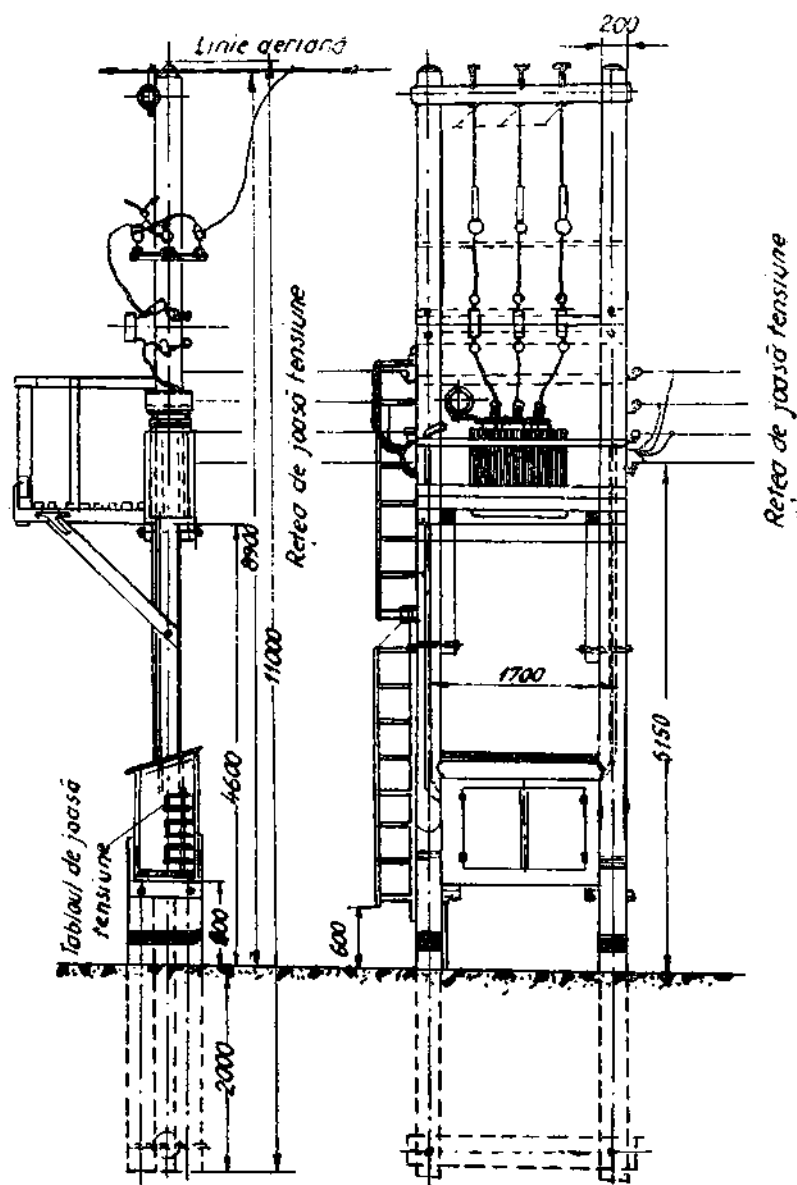


Fig. 2.48. Stație exterioră de transformare pe stâlpi de lemn.

3.5. SCHEMELE REȚELELOR ELECTRICE

Stabilirea schemelor de conexiuni ale rețelor electrice este condiționată de :

- importanța consumatorilor (categoria I — ce nu admit nici un fel de întreruperi, categoria a II-a, — la care întreruperile în alimentare provoacă daune prin nerealizarea planului de producție, categoria a III-a — la care întreruperea în alimentare cu energie electrică poate fi suportată fără consecințe grave);

- poziția pe teren a consumatorilor și centralelor electrice producătoare de energie electrică;

- posibilitatea de extindere în viitor.

După natura consumatorilor, rețelele electrice pot fi :

- rețele electrice comunale;
- rețele electrice industriale.

3.5.1. Rețelele comunale

Rețelele electrice comunale alimentează consumatorii casnici și micile ateliere industriale din orașe și sate, ele având o răspândire uniformă pe suprafețe aproximativ mari. Rețeaua comunală poate fi atât aeriană cât și în cablu și cuprinde două părți distincte (fig. 3.49) :

- rețeaua de înaltă tensiune ce poate fi de alimentare și de distribuție;
- rețeaua de joasă tensiune ce reprezintă rețeaua de distribuție propriu-zisă.

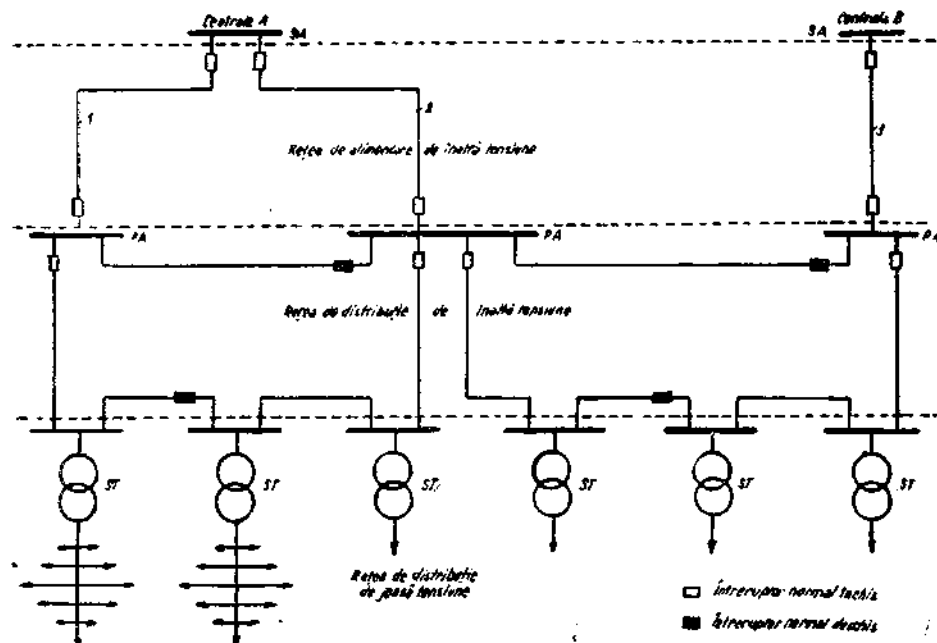


Fig. 3.49. Schema unei rețele comunale.

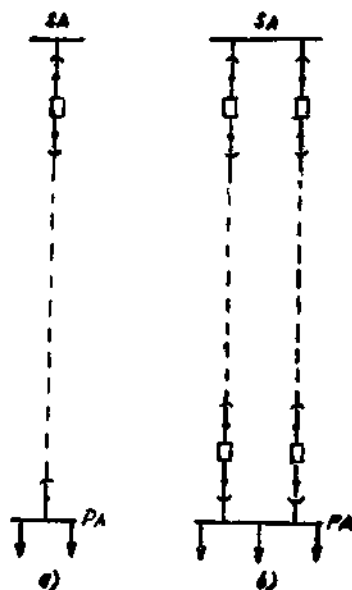


Fig. 3.50. Rețele de alimentare radiale :

- a — linie simplă de alimentare ;
b — linie dublă de alimentare.

A. Schemele rețelilor comunale de înaltă tensiune pot fi :

a) rețele de alimentare radiale simple sau duble (fig. 3.50) ce asigură legătura de la sursa de alimentare (SA) la postul de alimentare (PA) de înaltă tensiune ;

b) rețelele de alimentare cu punte, funcționarea putînd fi cu puntea închisă sau deschisă (fig. 3.51), la care dintr-o sursă de alimentare (SA) se alimentează mai multe posturi de alimentare (PA_1 , PA_2 , PA_3 etc.) ;

c) rețea de distribuție de înaltă tensiune în inel închis, ce alimentează cu buclă închisă (ce se deschide în caz de avarie) stațiile de transformatoare coboritoare (ST) de la posturile de alimentare (PA) (fig. 3.52).

B. Schemele rețelilor comunale de joasă tensiune se deosebesc după modul cum asigură distribuția energiei electrice la consumatori. Ele pot fi :

a) rețele ramificate (fig. 3.53), în care consumatorii sînt alimentați dintr-o singură stație de transformare (uneori se realizează și legături suplimentare între ramificațiile rețelei, rețeaua devenind parțial închisă) ;

b) rețelele închise longitudinal (fig. 3.54), în care posturile de transformare sînt practic în paralel, avînd legături comune longitudinale pe ambele tensiuni ;

c) rețele închise transversal (fig. 3.55), în care stațiile de transformare sînt alimentate din rețele diferite de înaltă tensiune și alimentează în comun consumatorii de joasă tensiune ;

d) rețele închise mixt (plase), ce se caracterizează prin prezența unor „noduri” în rețeaua de joasă tensiune (fig. 3.56).

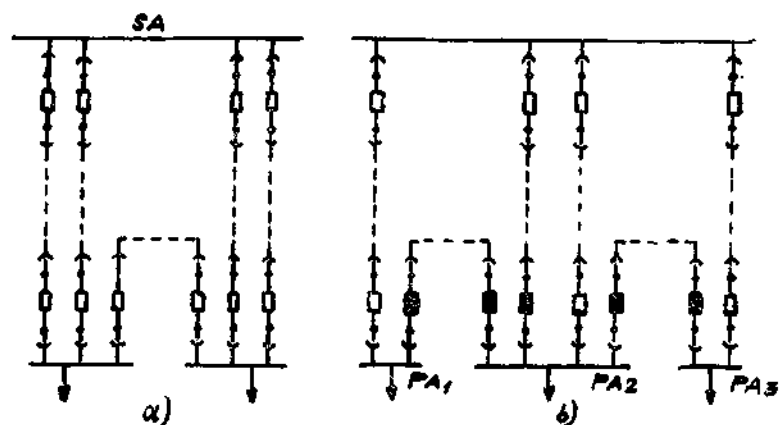


Fig. 3.51. Rețele de alimentare cu punte :
 a — linii de alimentare funcționând în paralel cu puntea închisă ; b — linii
 de alimentare funcționând în paralel cu puntea deschisă.

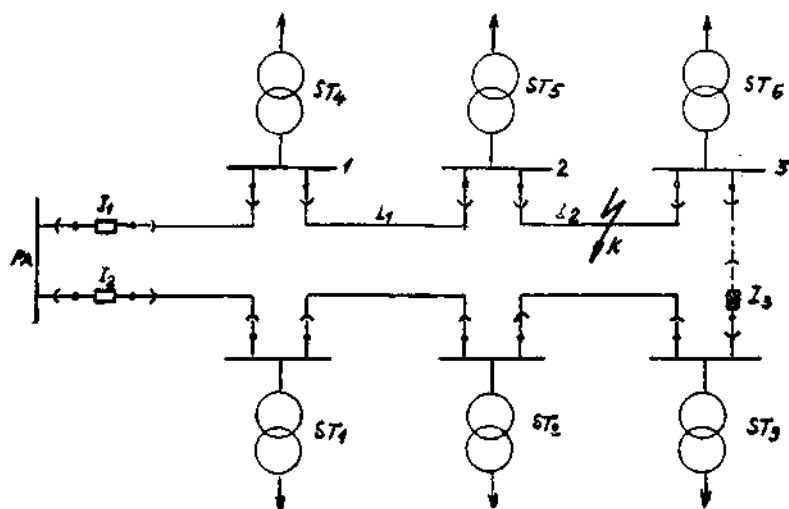


Fig. 3.52. Rețea de distribuție de înaltă tensiune în inel deschis.

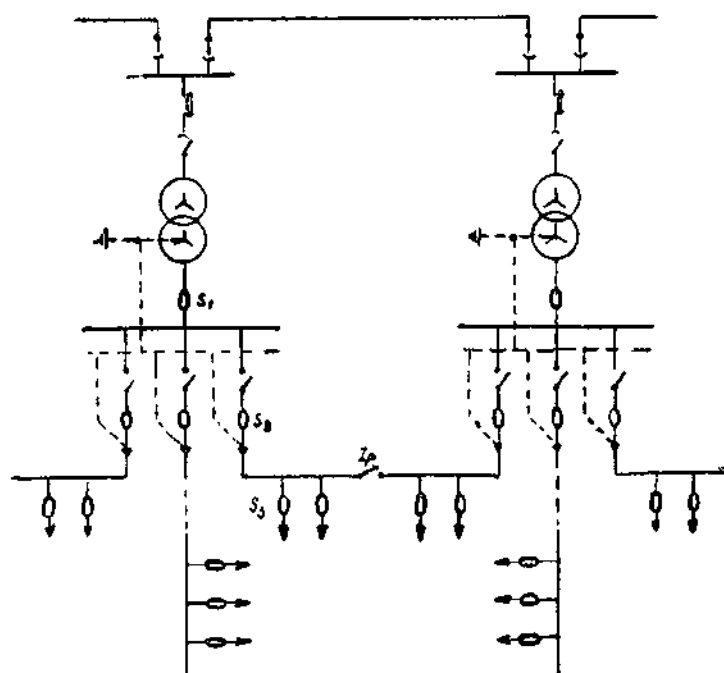


Fig. 3.53. Rețea ramificată de joasă tensiune.

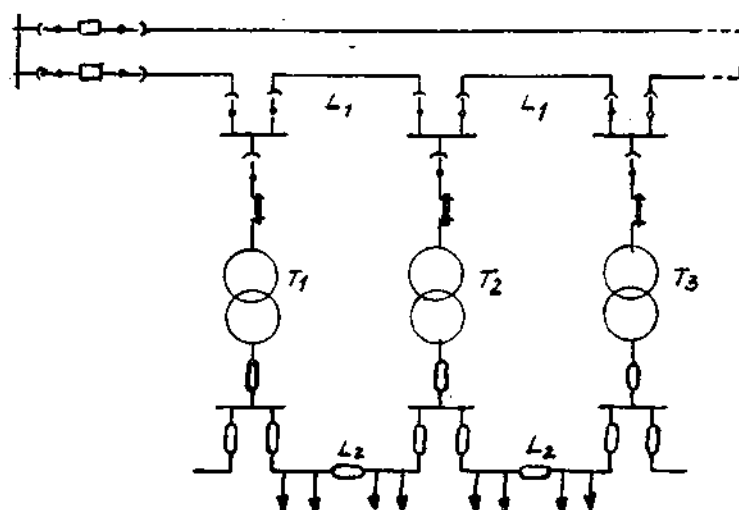


Fig. 3.54. Rețea închisă longitudinal.

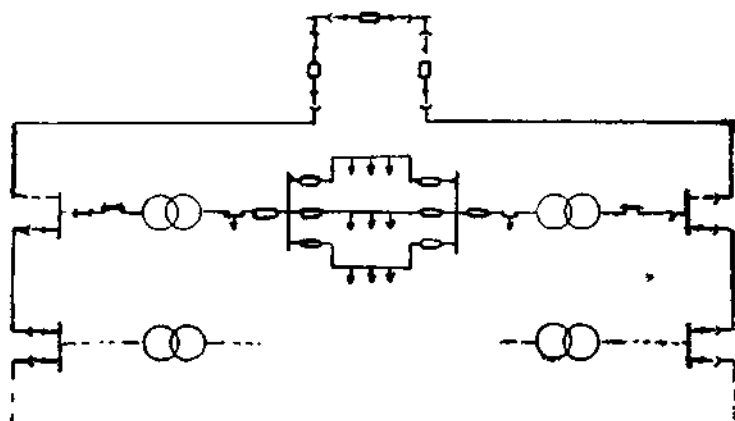


Fig. 3.55. Schema rețelei închise sprijinită pe două linii de înaltă tensiune.

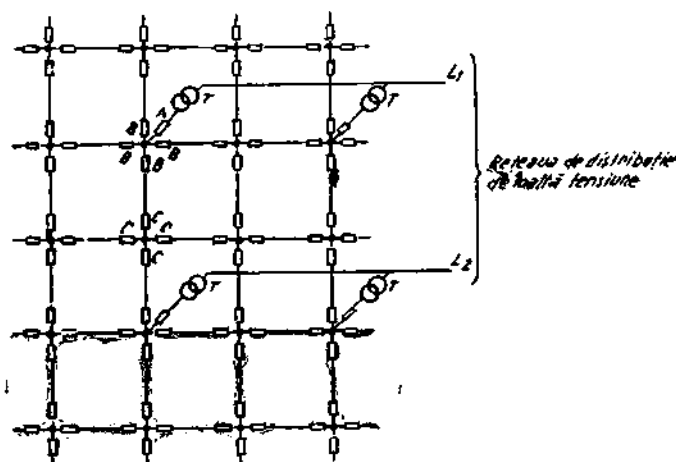


Fig. 3.56. Schema rețelei de joasă tensiune de tip „plasă”.

3.5.2. Rețelele industriale

Consumatorii rețelilor industriale sînt constituiți dintr-o mare diversitate de sarcini electrice (motoare asincrone, instalații de redresare, cuptoare electrice, iluminat în întreprinderi etc.). Pentru alimentarea acestor consumatori este nevoie de o rețea de înaltă tensiune de alimentare și distribuție și rețea de joasă tensiune de distribuție.

A. Schemele rețelilor industriale de înaltă tensiune sînt :

a) rețea radială de alimentare cu una sau două linii de alimentare, dar obligatoriu cu două transformatoare instalate în postul de transformare ;:

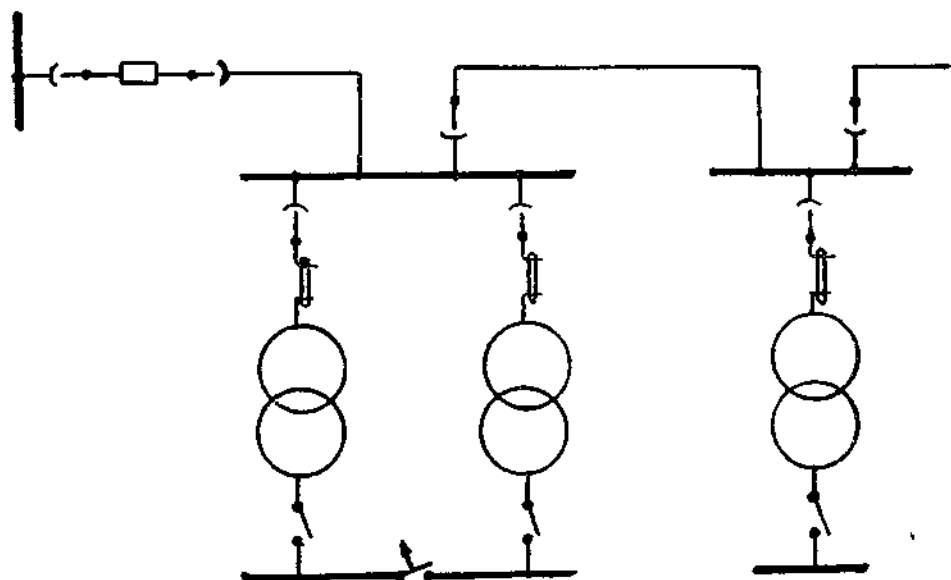


Fig. 3.57. Rețea magistrală simplă.

b) rețea magistrală simplă (fig. 3.57), care alimentează succesiv 4—5 posturi prevăzute cu unul sau două transformatoare; schema este aplicabilă consumatorilor mai puțin importanți;

c) rețea magistrală inelară (fig. 3.58), ce funcționează ca două magistrale simple independente ce se pot ajuta reciproc;

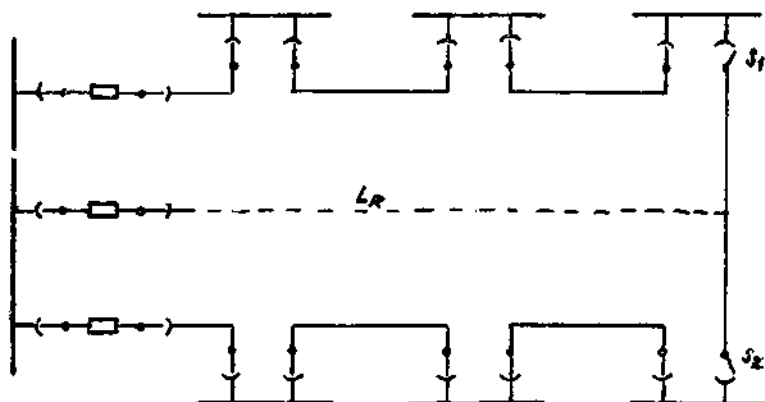


Fig. 3.58. Rețea magistrală inelară.

d) rețea *magistrală dublă* (fig. 3.59), foarte sigură, folosită în alimentarea consumatorilor importanți.

B. Schemele rețelor industriale de joasă tensiune se împart, ca și cele de înaltă tensiune, în radiale și magistrale. Schemele rețelor radiale de joasă tensiune sînt similare cu ale celor de înaltă tensiune, cu deosebirea că aparatajul utilizat este mai simplu.

Rețelele magistrale de joasă tensiune au caracter de rețele de distribuție și pot fi de tipul „bare pachet” (fig. 3.60) sau de tipul „bare prize” (fig. 3.61)

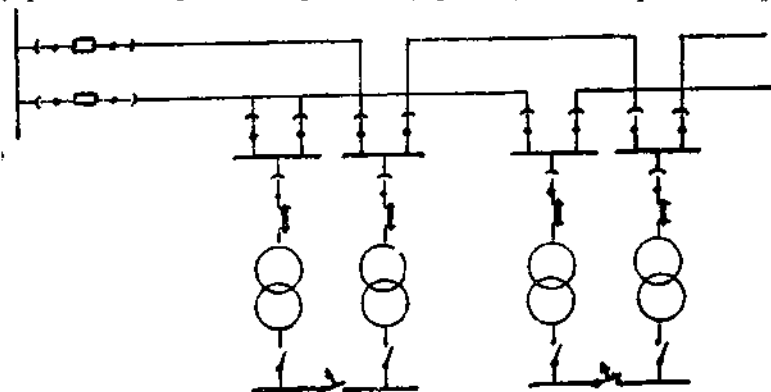


Fig. 3.59.
Rețea magistrală dublă transversală.

Fig. 3.60. Schema de alimentare prin bare pachet.

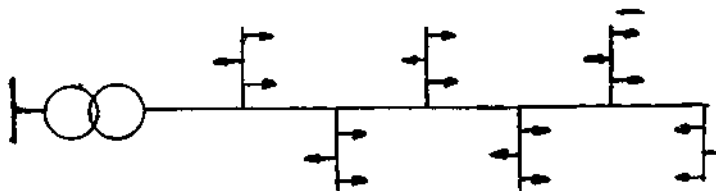
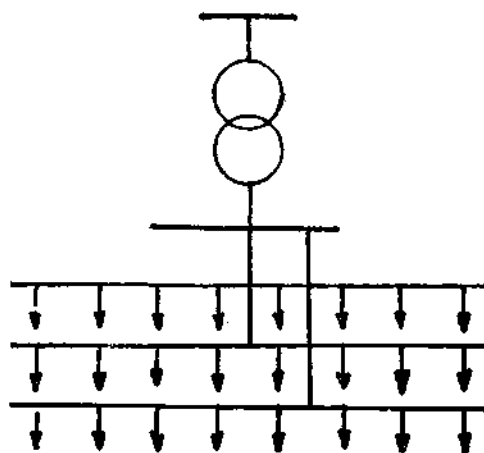


Fig. 3.61. Schema de alimentare prin bare priză.

În practică se folosesc mai frecvent rețelele industriale radiale de joasă tensiune, deoarece prezintă mai multă siguranță în exploatare și se protează mai ușor la automatizare, deși costul lor este mai ridicat.

3.6. TRANSFORMATOARE DE FORȚĂ

Transformatorul electric de forță este un aparat static care transformă un curent alternativ de anumită tensiune în curent alternativ de altă tensiune, fără a-i modifica frecvența.

După sistemul de curent alternativ, transformatoarele pot fi *monofazate* și *polifazate* (de regulă, trifazate), iar după numărul tensiunilor pot fi cu două și cu trei înfășurări.

În principiu, un transformator este alcătuit dintr-un miez magnetic pe care sînt montate bobinele înfășurărilor (primară, secundară și eventual, terțiară).

Raportul dintre tensiunea la bornele înfășurării primare și tensiunea de la bornele înfășurării secundare (respectiv terțiare), care este aproximativ egal cu raportul dintre numărul spirelor bobinelor, se numește *raport de transformator*.

3.6.1. Tipuri de transformatoare

După modul de funcționare, numărul de înfășurări și modul de legare a înfășurărilor, transformatoarele de forță pot fi:

a) transformatoarele cu două înfășurări, la care fiecare sistem de tensiune este conectat la o înfășurare separată, în paralel cu ea; puterea se transferă prin inducție (fig. 3.62, a);

b) transformatoarele cu trei înfășurări, la care cele trei sisteme de tensiune sînt conectate la cele trei înfășurări (fig. 3.62, b);

c) *autotransformatoare* (fig. 3.62, c), care au atît înfășurări paralele cît și înfășurări serie. Înfășurările paralele (IP) sînt racordate paralel la sistemele de tensiune, iar înfășurarea serie (IS) leagă cele două sisteme galvanice între ele. Puterea transmisă (P_t) este transferată atît prin conducție galvanică cît și prin inducție;

d) *transformatoare de reglaj* (buster), la care înfășurarea serie este inseriată unui sistem de tensiuni, iar înfășurarea paralelă este în paralel cu celălalt sistem (fig. 3.62, d).

Montajele cu transformatoare de reglaj conțin un transformator de excitație (ET) și transformatorul de reglaj propriu-zis montat în paralel cu transformatorul de excitație. Ultimul poate fi cu două înfășurări (fig. 3.62, f), sau autotransformator (fig. 3.62, e).

Raportul de transformare al transformatoarelor se poate regla în trepte, cînd transformatorul este fără sarcini, cu ajutorul comutatoarelor de prize în domenii de $\pm 2,5\%$; $\pm 5\%$ sau $\pm 22\%$. De regulă, la transformatoarele

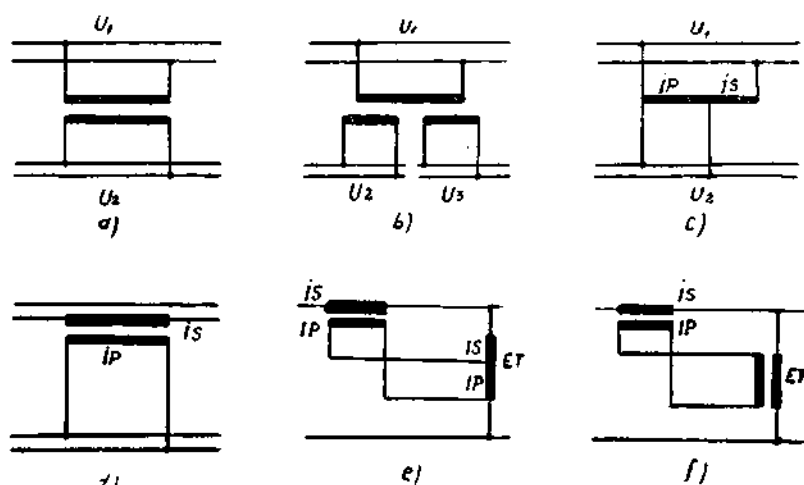


Fig. 3.62. Tipuri de transformatoare :

a — transformator cu două înfășurări ; b — transformator cu trei înfășurări ; c — autotransformator ; d — transformator de reglaj (buster) ; e — montaj cu transformator de reglaj și autotransformator de excitație ET ; f — montaj cu transformator de reglaj și transformator de excitație ET cu două înfășurări.

cu două înfășurări, regulatorul prizelor se leagă la neutrul înfășurării de înaltă tensiune. La autotransformatoare, regulatorul de prize poate fi legat în diferite moduri, așa cum este indicat în fig. 3.63.

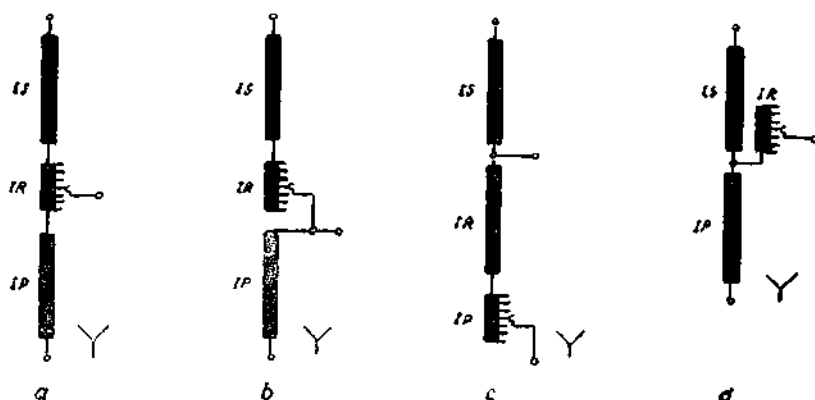


Fig. 3.63. Moduri de reglaj al raportului de transformare al autotransformatoarelor :

a — dispoziția înfășurării de reglaj între înfășurarea în serie și cea în paralel ; b — dispoziția înfășurării de reglaj la extremitatea înfășurării serie ; c — dispoziția înfășurării de reglaj pe neutrul stălei ; d — dispoziția înfășurării de reglaj în montaj ramificat la borna de joasă tensiune ; IS — înfășurare în serie ; IP — înfășurare în paralel ; IR — înfășurare de reglaj.

TABELUL 3.22

Grupe de conexiuni și diagrame uzuale pentru transformatoare trifazate.

Denumirea		Diagrama vectorială		Schema de conexiuni *)	
Indicație numerică	Grupa de conexiuni	IT	JT	IT	JT
12	Dd12				
	Yy12				
	Dz12				
9	Dy9				
	Yd9				
	Yz9				
6	Dd6				
	Yy6				
	Dz6				
11	DY11				
	Yd11				
	Yz11				

3.6.2. Grupele de conexiuni ale transformatoarelor de forță

Grupa de conexiuni indică modul de conectare a fazelor înfășurărilor unui transformator și, prin indicele numeric, arată defazajul dintre fazorii celor două tensiuni stelate.

Conexiunile trifazate pot fi :

- conexiuni în triunghi (D, d) ;
- conexiuni în stea (Y, y) ;
- conexiuni în zig-zag (Z, z) ;
- conexiuni deschise (III, iii).

Literele mari se referă la notațiile bornelor înfășurărilor de înaltă tensiune (IT), iar literele mici — la înfășurările de joasă tensiune (JT). În tabelele 3.20 și 3.21 sunt reprezentate grupele de conexiuni și diagramele vectoriale uzuale pentru diferite tipuri de transformatoare.

Indicele numeric arată cu ce multiplu de 30° este defazat în urmă fazorul joasei tensiuni (rotația considerată în sens contrar acelor ceasornicului), față de fazorul înfășurării de înaltă tensiune a aceleiași faze. Bornele fazelor u, v, w sau x, y, z de pe partea de joasă tensiune corespund bornelor U, V, W de pe partea de înaltă tensiune.

Fig. 3.64 arată cum se determină indicii numerici pentru două grupe de conexiuni frecvent întâlnite în practică ($Dy 5$ și $Yz 11$).

3.6.3. Răcirea transformatoarelor

Transformatoarele de forță folosesc, de regulă, ca agent de răcire (îndeplinind și rol de izolanț în același timp) uleiul. Transformatoarele de forță, de puteri sub 1200 kVA, pot fi fără ulei, răcirea lor făcându-se direct cu aer.

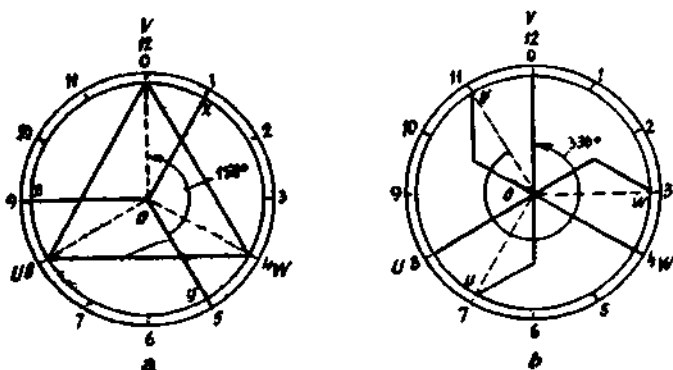


Fig. 3.64. Determinarea indicelui numeric (numărul orar) :
a — grupa de conexiuni $Dy 5$; b — grupa de conexiuni $Yz 11$.

TABELUL 3.21

Exemple de grupe și scheme de conexiuni pentru transformatoare cu înfășurări deschise, autotransformatoare monofazate.

Denumirea		Diagrama vectorială		Schema de conexiuni ¹⁾	
Indice numeric (2)	Grup de conexiuni (2)	IT	YT	IT	YT
Unități de transformare trifazate					
12	Yn12				
11	Dn11				
12	111y 12				
5	111d 5				
12	Y 12				
Unități de transformare monofazate pentru conectare trifazată ²⁾					
12	Ii 12				
12	I 12				

¹⁾ Indicii numerici din acest tabel se aplică în cazul legării în stea a înfășurărilor deschise (punctul neutru în X,Y,Z și respectiv x,y,z).

²⁾ În cazul transformatoarelor pentru sisteme monofazate, denumirile bornelor X,x, se înlocuiesc cu V, v.

Răcirea transformatoarelor poate fi :

— *naturală (L)*, prin circulație naturală de aer și cedarea căldurii, prin radiație, mediului înconjurător ;

— *forțată (S)*, când aerul este pus în mișcare de motoare montate în exteriorul transformatorului ;

— *cu circulație forțată de ulei*, cu ajutorul unor pompe pe circuitul de ulei (*F*).

Metodele de răcire cele mai folosite în practică sînt :

— *răcire naturală și circulație de ulei (FL)*, la care răcirea uleiului circulat se asigură prin circulația naturală de aer și radiație ;

— *răcire prin circulație forțată de aer și circulație de ulei (FS)*, unde uleiul este pompat prin răcitoare speciale cu aer — amplasate în afara cuvei transformatorului — și răcit prin circulația de aer produsă de ventilatoare.

— *răcire cu apă și circulație de ulei (FA)*, la care uleiul încălzit în transformatoare este pompat prin răcitoare de ulei cu apă și este răcit. Creșterile admisibile de temperatură ale înfășurărilor transformatoarelor, în funcție de clasa de izolație, sînt indicate în tabelul 3.22.

TABELUL 3.22

Creșteri admistibile de temperatură, în °C.

Locul de măsurare al temperaturii	Clasa materialului izolant					
	A	A ₀	E	B	F	H
Înfășurări	60	65	75	80	100	135
Uleiul în stratul superior	—	55-60	—	—	—	—
Miezuri de fier și alte elemente	Temperatura nu trebuie să deterioreze materialele situate în imediata apropiere					

În ceea ce privește temperatura agenților de răcire, se fac următoarele recomandări :

a) pentru transformatoare răcite cu aer (moduri de răcire *L*, *S*, *FL*, *FS*) :

— temperatura maximă a aerului : 40°C ;

— temperatura medie zilnică a aerului : 30°C ;

— temperatura medie anuală a aerului : 20°C ;

b) pentru transformatoare răcite cu apă (modul de răcire *FA*) :

— temperatura apei se răcire la admisie în răcitor : 25°C.

3.6.4. Caracteristicile transformatoarelor.

Atît pentru transformatoarele monofazate cît și pentru transformatoarele trifazate, din analiza principiului de funcționare, se desprind următoarele caracteristici :

a) *tensiunea primară (U_1)*, ce se aplică înfășurării primare, este o caracteristică a rețelei de alimentare și nu depinde de transformator ;

b) *fluxul de magnetizare* (Φ), care produce tensiunile electromotoare (E_1 și E_2 din cele două înfășurări), rămâne constant ca valoare maximă, independent de sarcină, depinzând direct de tensiunea primară (U_1);

— *tensiunea electromotoare* (E_2) depinde de valoarea tensiunii primare (U_1) și de raportul numărului de spire ale celor două înfășurări $\left(\frac{w_1}{w_2}\right)$;

— *curentul secundar* (I_2) depinde de sarcina conectată la bornele înfășurării secundare;

— *curentul primar* (I_1) absorbit din rețeaua de alimentare depinde de curentul secundar (I_2) și de raportul numărului de spire ale celor două bobine $\left(\frac{w_2}{w_1}\right)$;

— *puterea aparentă* a transformatorului (S_T) — definită ca produsul curentului și tensiunii din înfășurarea primară, respectiv secundară. $S = \sqrt{3} \cdot I_1 \cdot U_1 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot U_2$ (pentru transformatoare trifazate);

— *randamentul transformatorului* este raportul dintre puterea furnizată de înfășurarea secundară (P_2) și puterea absorbită de înfășurarea primară (P_1) exprimate în aceeași unitate de măsură:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_{Fe} + P_{Cu}}, \quad (3-92)$$

în care:

P_{Fe} sint pierderile în fier ale transformatorului;

P_{Cu} — pierderile în cupru ale transformatorului.

3.6.4.1. Regimurile de funcționare ale transformatoarelor de forță sint:

A) *Funcționarea în gol*, cînd transformatorul are înfășurarea primară legată la rețeaua de alimentare, iar înfășurarea secundară nu este racordată la sarcină ($I_2 = 0$). Curentul absorbit în primar este curentul de mers în gol (I_0) foarte mic ca valoare, iar puterea activă absorbită din rețea acoperă pierderile de funcționare la mers în gol (P_0), definite ca:

$$P_0 = P_{Fe} + P_{Cu} = P_{Fe} + R_1 I_0^2 \approx P_{Fe}, \quad (3-93)$$

unde:

P_{Fe} sint pierderile în fier ale transformatorului, în W;

R_1 — rezistența ohmică a înfășurării primare, în ohmi;

I_0 — curentul de mers în gol, în A.

B. *Funcționare în sarcină*, caracterizată prin faptul că transformatorul alimentat de la rețea în circuitul primar are racordați consumatori în circuitul secundar.

În acest caz, în înfășurarea secundară circulă un curent (I_2), iar în înfășurarea primară un curent (I_1), legați prin relația (ca sumă vectorială):

$$W_1 I_1 + W_2 I_2 = W_1 I_0. \quad (3-94)$$

Tensiunea (U_2) la bornele înfășurării secundare este mai mică decât la mersul în gol (U_{20}), deoarece apare o cădere de tensiune ΔU , ca urmare a creșterii fluxului de scăpări și a căderilor de tensiune provocate de trecerea curenților I_1 și I_2 prin rezistențele înfășurărilor primare și secundare.

C. *Funcționarea în scurtcircuit*, cînd transformatorul este alimentat pe primar cu înfășurarea secundară scurtcircuitată ($U_2=0$). În acest caz, curentul secundar are o valoare foarte mare (depinde de tensiunea de scurtcircuit), care poate duce la deteriorarea transformatorului.

Tensiunea de scurtcircuit (u_{sc}) se definește ca raportul:

$$u_{sc} \% = \frac{U_{sc}}{U_n} 100, \quad (3-95)$$

în care:

U_n este tensiunea nominală primară a transformatorului, în V;

U_{sc} — tensiunea măsurată la bornele primare ale transformatorului, în V, cînd prin înfășurarea secundară scurtcircuitată trece un curent egal cu curentul nominal în secundar.

La funcționarea în scurtcircuit, înfășurarea primară fiind alimentată cu tensiune redusă, fluxul în miezul transformatorului este foarte mic și deci pierderile în fier se pot neglija. În acest caz, puterea absorbită din rețea acoperă practic numai pierderile în cuprul înfășurării primare și secundare:

$$P_k = P_{Cu} = P_{Cu1} + P_{Cu2} = R_1 I_1^2 + R_2 I_2^2. \quad (3-96)$$

3.6.4.2. Schemele echivalente ale transformatoarelor

Schemele echivalente ale transformatoarelor, folosite foarte mult în calculele rețelelor electrice și ale curenților de scurtcircuit, sînt indicate în fig. 3.65, pentru transformatoarele cu două înfășurări, și în fig. 3.66, pentru transformatoarele cu trei înfășurări.

În aceste scheme, tensiunea de la bornele primare (U_1) corespunde tensiunii reale, pe cînd tensiunea (U'_2) este tensiunea secundară raportată la înfășurarea primară:

$$U'_2 = \frac{U_2}{n} \text{ și } I'_2 = n \cdot I_2,$$

unde n este raportul de transformare.

Impedanțele și admitanțele care intervin în schemele echivalente sînt de asemenea raportate la înfășurarea primarului.

În practică se utilizează mai mult schema echivalentă în T , ai cărei parametri R_T ; X_T ; G și B se calculează ușor, în urma efectuării unor măsurători experimentale.

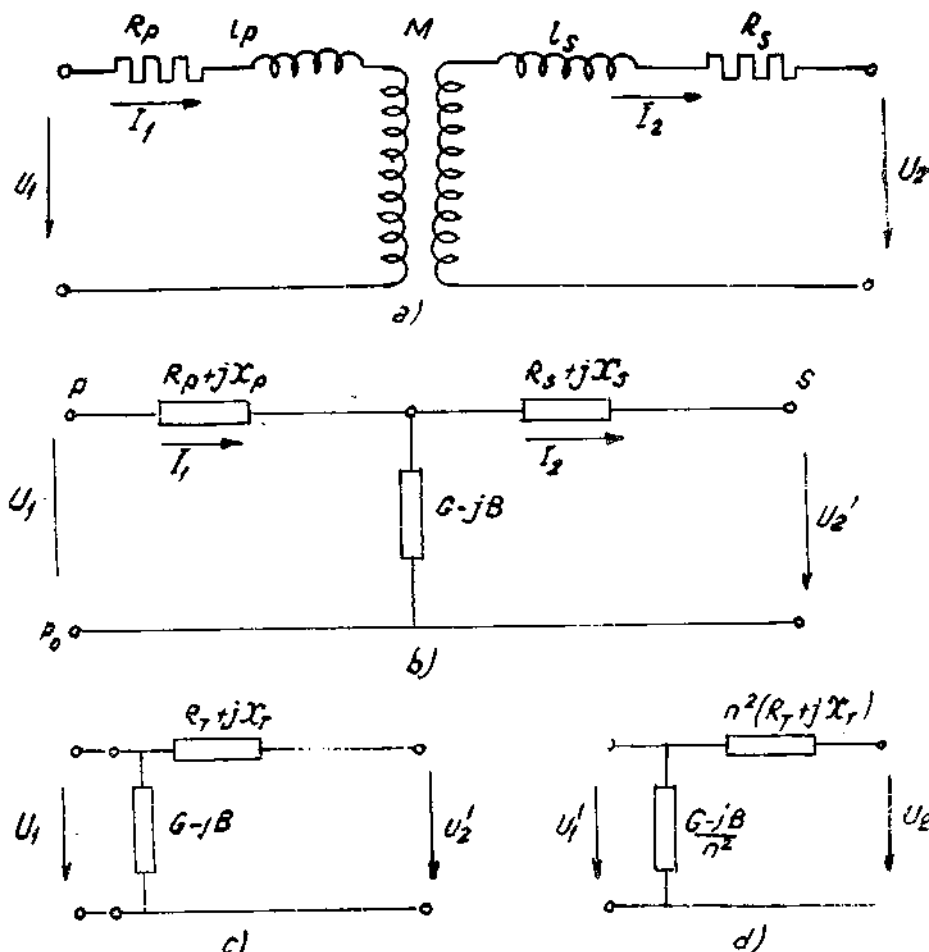


Fig. 3.65. Scheme echivalente ale transformatorului cu două înfășurări:

a — schema reală; b — schema echivalentă în T, raportată la primar; c — schema echivalentă în p, raportată la primar; d — schema echivalentă în p, raportată la secundar.

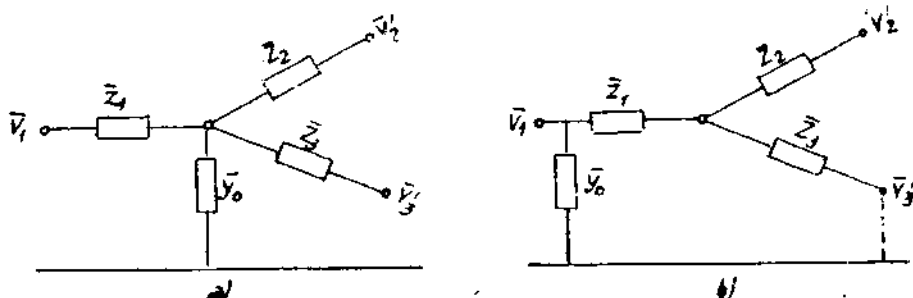


Fig. 3.66. Scheme echivalente ale transformatorului cu trei înfășurări:

a — schema în T; b — schema în p.

A. Parametrii transformatoarelor cu două înfășurări :

Reactanța transformatorului (X_T) :

$$X_T = \frac{u_{sc}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} \quad [\Omega]; \quad (3-97)$$

Rezistența transformatorului (R_T) :

$$R_T = P_{Cu} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} \quad [\Omega]; \quad (3-98)$$

Susceptanța transformatorului (B_T) :

$$B_T = \frac{i_0\%}{100} \cdot \frac{S_n}{U_n^2} \quad [S]; \quad (3-99)$$

Conductanța transformatorului (G_T) :

$$G_T = \frac{P_{Fe}}{U_n^2} \quad [S]. \quad (3-100)$$

unde :

$P_k = P_{Cu}$ — pierderile transformatorului în scurtcircuit, în W ;

$P_0 = P_{Fe}$ — pierderile în gol ale transformatorului, în W ;

$i_0\% = \frac{I_0}{I_n} \cdot 100$ — curentul de mers în gol al transformatorului, în procente (%) ;

$u_{sc} = \frac{U_{sc}}{U_n} \cdot 100$ — tensiunea de scurtcircuit a transformatorului, în procente (%) ;

U_n — tensiunea nominală a transformatorului, în V ;

S_n — puterea nominală a transformatorului, în VA.

B. Parametrii transformatoarelor cu trei înfășurări

Susceptanța (B_T) și conductanța (G_T) se determină cu aceleași formule ca și pentru transformatoarele cu două înfășurări, în care intervin mărimile determinante de încercare la mers în gol (i_0 și P_{Fe}). Cele trei reactanțe și cele trei rezistențe se determină pe baza măsurătorilor efectuate în trei regimuri de scurtcircuit, în care se determină pe rând $u_{12}\%$, $u_{23}\%$ și $u_{31}\%$, respectiv P_{k12} , P_{k23} și P_{k31} . Cu formulele cunoscute de la transformatorul cu două înfășurări se află X_{12} , X_{23} , X_{32} și respectiv R_{12} , R_{23} și R_{31} . (v. 3-97).

Reactanțele înfășurărilor din schema echivalentă (fig. 3.66) se determină cu formulele :

$$\begin{aligned} X_1 &= \frac{1}{2} (X_{12} + X_{31} - X_{23}) \\ X_2 &= \frac{1}{2} (X_{12} + X_{23} - X_{31}) \\ X_3 &= \frac{1}{2} (X_{31} + X_{23} - X_{12}). \end{aligned} \quad (3-101)$$

Rezistențele înfășurărilor transformatorului :

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{1}{2} (R_{12} + R_{31} - R_{23}) \\ R_2 &= \frac{1}{2} (R_{12} + R_{23} - R_{31}) \\ R_3 &= \frac{1}{2} (R_{31} + R_{23} - R_{12}). \end{aligned} \quad (3-102)$$

Cind se dă o singură valoare maximă a pierderilor în cupru (P_{Cu}) ale unui transformator cu trei înfășurări, valorile rezistențelor R_1 , R_2 , R_3 depind de felul cum sînt determinate înfășurările transformatorului. Tabelul 3.23 indică tipurile constructive ale transformatoarelor cu trei înfășurări.

TABELUL 3.23

Tipuri constructive de transformatoare cu trei înfășurări.

Tipul	Înfășurarea primară	Înfășurarea secundară	Înfășurarea terțiară
I	100%	100%	100%
II	100%	100%	66,7%
III	100%	66,7%	66,7%

Pentru transformatoare de tipul I :

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{1}{2} P_{Cu} \frac{U_n^2}{S_n^2}. \quad (3-103)$$

Pentru transformatoare de tipul II :

$$R_1 = R_2 = \frac{2}{3} R_3 = \frac{1}{2} P_{Cu} \frac{U_n^2}{S_n^2}. \quad (3-104)$$

Pentru transformatoare de tipul III :

$$R_1 = \frac{2}{3} R_2 = \frac{2}{3} R_3 = \frac{1}{1,83} P_{Cu} \frac{U_n^2}{S_n^2}. \quad (3-105)$$

3.6.4.3. Solicitarea transformatoarelor la scurtcircuit

Valoarea curentului de scurtcircuit (I_k) (valoarea efectivă simetrică) a unui transformator este :

$$I_k = \frac{I_N}{u_{sc} \%} \cdot 100 \quad [A], \quad (3-106)$$

unde :

I_N este curentul nominal al transformatorului în înfășurarea pe partea căreia are loc scurtcircuitul, în A ;

u_{sc} — tensiunea de scurtcircuit a transformatorului, în procente (%).

Curenții de scurtcircuit pot fi foarte mari, putând provoca deteriorarea transformatorului și din această cauză durata lor în timp este limitată. În tabelul 3.24 sînt indicate valorile maxime ale curenților de scurtcircuit și ale duratei scurtcircuitului.

TABELUL 3.24

Curenții admisibili de scurtcircuit și durata admisibilă pentru transformatoare trifazate cu două înfășurări.

Puterea nominală a transformatorului kVA	$U_{IT} \leq 36 \text{ kV}$			$U_{IT} \geq 36 \text{ kV}$		
	$I_{k \text{ adm}}$ I_N	t_{adm} s	U_{kN} %	$I_{k \text{ adm}}$ I_N	t_{adm}	U_{kN} %
Pînă la 630	25,0	2	4,0	—	—	—
Peste 630 pînă la 3 150	16,7	4	6,0	—	—	—
Peste 3 150 pînă la 10 000	12,5	5	8,0	10,0	6	10,0
Peste 10 000 pînă la 40 000	10,0	6	10,0	9,1	7	11,0
Peste 40 000 pînă la 200 000	—	—	—	8,0	8	12,5

S-au notat :

U_{IT} — tensiunea maximă a sistemului (valoare efectivă) pe partea de IT

$I_{k \text{ adm}}$ — valoarea maximă admisibilă a curentului de scurtcircuit (valoare efectivă)

t_{adm} — durata maximă admisibilă a curentului $I_{k \text{ adm}}$.

U_{kN} — tensiunea de scurtcircuit raportată la parametrii nominali ai transformatorului.

În cazul cînd tensiunea nominală de scurtcircuit a unui transformator este mai mare decît valorile indicate în tabelul 3.24, curentul de scurtcircuit simetric se reduce corespunzător iar durata admisibilă de scurtcircuit crește.

În cazul transformatoarelor din grupele de conexiuni Yz sau Dz curenții de scurtcircuit monofazat pe partea de joasă tensiune pot fi mai mari decît curenții de scurtcircuit trifazat, deoarece impedanța de secvență homopolară a înfășurărilor în zigzag este, de regulă, foarte redusă.

3.6.4.4. Funcționarea în paralel a transformatoarelor de forță

Este posibilă cu respectarea următoarelor condiții :

a) transformatoarele să aibă aceeași grupă de conexiuni, cu aceiași indici numerici ;

b) transformatoarele să aibă, practic, același raport de transformare ;

c) tensiunile de scurtcircuit ale transformatoarelor să nu difere cu mai mult de $\pm 10\%$ față de valoarea medie a tuturor transformatoarelor ce funcționează în paralel ;

d) raportul puterilor nominale ale transformatoarelor să fie mai mic decît 3 : 1.

În cazul funcționării în paralel pe aceleași bare colectoare, trebuie ca impedanțele racordurilor de conexiune să fie cât mai egale. Dacă funcționarea în paralel a transformatoarelor se realizează prin impedanța de interconectare într-o rețea, se admit abateri mai mari pentru raportul de transformare, tensiunea de scurtcircuit și putere, decît cele arătate mai sus la punctele b, c, și d.

3.6.4.5. Capacitatea de supraexcitare

Capacitatea de supraexcitare a transformatoarelor este indicată în fig. 3.67 ea depinzînd de fluxul maxim, admisibil.

Odată cu creșterea fluxului, crește curentul de mers în gol și armonicile sale, cresc pierderile în fier și în cupru. Se știe că fluxul este proporțional cu tensiunea aplicată și invers proporțional cu frecvența acestei tensiuni. De aceea, în fig. 3.67 pe ordonată se ia raportul dintre tensiunea și frecvența aplicată (U/f), raportat la raportul dintre tensiunea nominală și frecvența nominală (U_n/f_n).

În practică se admit următoarele abateri în alimentarea transformatoarelor:

- tensiunea aplicată poate avea o abatere de $\pm 5\%$ față de tensiunea nominală;
- frecvența poate avea o abatere de $\pm 2,5\%$ față de frecvența nominală.

3.6.4.6. Șocul de curent de magnetizare

Șocul de curent de magnetizare ce apare la punerea sub tensiune a transformatoarelor, are o amplitudine exponențial descrescătoare, mărimea lui depinzînd de valoarea instantanee a tensiunii aplicate și de magnetismul permanent al transformatorului în momentul punerii sub tensiune. În tabelul 3.25 sînt indicate valorile maxime ale amplitudinii inițiale a șocului de curent pentru transformatoare mono și trifazate la mersul în gol, în raport cu valoarea de vîrf a curentului nominal (valorile din tabel sînt valorile pentru transformatoarele cu înfășurări cilindrice concentrice).

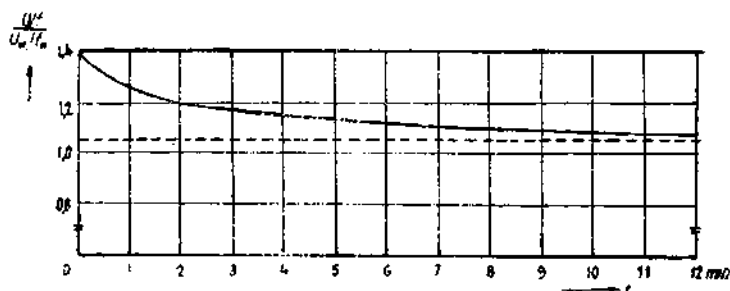


Fig. 3.67. Supraexcitarea admisibilă a transformatoarelor.

TABELUL 3.25

Curentul de șoc al transformatoarelor cu înfășurări cilindrice concentrice (valoarea maximă a curentului de șoc de magnetizare raportată la valoarea de vîrf a curentului nominal).

Puterea nominală a transformatorului kVA	Tole cu cristale orientate		Tole cu cristale neorientate	
	Punerea sub tensiune		Punerea sub tensiune	
	Înfășurarea exterioară	Înfășurarea interioară	Înfășurarea exterioară	Înfășurarea interioară
500	11,0	16	6,0	9,4
1 000	8,4	14	4,8	7,0
5 000	6,0	10	3,9	5,7
10 000	5,0	10	3,2	3,2
50 000	4,5	9	2,5	2,5

Trebuie remarcat faptul că, în cazul punerii sub tensiune a înfășurării exterioare (în mod normal înfășurarea de înaltă tensiune), curenții de șoc de magnetizare sînt considerabil mai mici decît în cazul punerii sub tensiunea a înfășurării interioare (de regulă, înfășurarea de joasă tensiune).

Amortizarea curenților de șoc (cam pînă la jumătate din valoarea inițială) se face în :

- 8—10 perioade pentru transformatoarele de 500—1000 kVA ;
- 10—60 perioade pentru transformatoare de 1000—10000 kVA ;
- 60—3600 perioade pentru transformatoarele mai mari de 10 MVA.

3.6.4.7. Capacitatea de supraîncărcare a transformatoarelor

În mod temporar sau permanent, capacității de supraîncărcare depinde de sarcina inițială a transformatoarelor, de temperaturile agenților de răcire și de valorile maxime admisibile ale temperaturilor înfășurărilor. În cazul depășirii temperaturilor admisibile ale înfășurărilor, durata normală de viață a transformatorului se scurtează, în afară de cazul cînd supraîncărcarea este compensată de o perioadă de funcționare cu sarcină mai redusă. Înainte de supraîncărcare trebuie să se verifice dacă toate elementele componente transformatorului și echipamentului său sînt capabile să suporte solicitările impuse de suprasarcină.

Tabelele 3.26 și 3.27 prezintă duratele de supraîncărcare a transformatoarelor cu ulei, respectiv a transformatoarelor uscate în raport cu sarcina anterioară.

În cazul cînd temperaturile aerului diferă de valorile standardizate folosite ca bază la dimensionarea transformatoarelor, transformatoarele în ulei răcite cu aer pot fi supuse la încărcări permanente superioare puterii nominale, conform indicațiilor din tabelul 3.28.

TABELUL 3.26

Durata de supraîncărcare a transformatoarelor în ulei.

Sarcina de durată anterioară, în % din puterea nominală	Temperatura uleiului la începutul supraîncărcării, în °C pentru modul de răcire			Durata supraîncărcării pentru o sarcină, în % din puterea nominală de:				
				10%	20%	30%	40%	50%
	L	S	FLFS FA	ore	ore	minute	minute	minute
50	55	49		3	1,5	60	30	15
75	68	60		2	1,0	30	15	8
90	78	68		1	0,5	15	8	4

TABELUL 3.27

Durata de supraîncărcare a transformatoarelor de tip uscat, cu izolație clasă A.

Sarcina de durată anterioară, în % din puterea nominală	Durata supraîncărcării pentru o sarcină, în % din puterea nominală de				
	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
	minute	minute	minute	minute	minute
50	60	20	15	15	12
75	55	15	11	11	9
90	45	10	7	7	5

Obs. Pentru transformatoarele de tip uscat cu izolație clasa E sau B, perioadele de supraîncărcare, indicate în tabelul 3.27, se reduc cu 10%, respectiv 15%.

TABELUL 3.28

Sarcini permanente admisibile pentru transformatoarele în ulei răcite cu aer, la temperaturi ale aerului diferite de valorile standard.

Diferența temperaturilor aerului față de valorile standard.		-20 °C	-10 °C	0 °C	+10 °C	+20 °C
Încărcarea permanentă în %, din puterea nominală în cazul modului de răcire	L	121	111	100	91	81
	S	115	109	100	92	83
	FS	115	107	100	92	84

3.6.4.8. Zgomotul transformatoarelor

Este produs, în principal, de magnetostricțiunea miezului de fier. Zgomotul transformatoarelor depinde de flux, variații ale fluxului magnetic de ordinul 10% producând o variație a zgomotului de 2—3 dB la o inducție de ordinul 12—16 kGs. Spectrul sonor radiat este între 100 și 500 Hz.

TABELUL 3.29

Nivele admisibile de zgomot la transformatoare.

1. Puterea nominală: 30–160 kVA ; distanța de măsurare= 1 m														
Putere nominală: kVA	30 50	75 100	125 160	200 250	315 400	500 630	800 1 000	1 250 1 600						
Nivelul de zgomot la trafo in ulei: dB	45	46	47	48	50	52	52	56						
Nivelul de zgomot la trafo de tip uscat dB	54	56	58	60	62	64	—	—						
2. Puterea nominală: 2–40 MVA ; distanța de măsurare= 3 m														
Puterea nominală MVA	2	2,5	3,15	4	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40
Nivel de zgomot dB	52	53	55	56	57	59	60	62	63	65	66	67	69	70

Tabelul 3.29 indică nivelele admisibile de zgomot ale transformatoarelor cu ulei și de tip uscat, pentru toate sursele de zgomot existente la un transformator.

3.7. CURENȚI DE SCURT-CIRCUIT

Scurtcircuitele în sistemele electrice pot fi provocate de următoarele cauze:

- străpungerea izolației la apariția supratensiunilor interne sau de comutație;

- străpungerea izolației ca urmare a îmbătrânirii ei;
- executarea greșită a manevrelor de către personalul de exploatare;
- diferite alte cauze intimplătoare (calamitățile naturale, atingeri între faze provocate de animale, păsări etc.).

Urmările scurtcircuitelor sînt extrem de nefavorabile asupra instalațiilor și echipamentelor electrice prin eforturile termice și dinamice la care le solicită curenții de scurtcircuit. În final, aceste solicitări pot distruge instalațiile dacă nu intervin protecțiile prin relee pentru întreruperea curentului, care izolează și lichidează defectul apărut. Astfel, este necesară cunoașterea curenților de scurtcircuit ce pot apărea în sistemele electrice spre a putea realiza:

- verificare instalațiilor electrice (conductoare, aparate electrice etc.) la stabilitate termică și dinamică;

- alegerea și reglarea instalației de protecție pentru relee.

Scurtcircuitele instalațiilor electrice pot fi:

a) scurtcircuite trifazate (simetrice) (fig. 3.68, a);

b) scurtcircuite bifazate fără punere la pământ (fig. 3.68, b);

c) scurtcircuite bifazate cu punere la pământ (fig. 3.68, c);

d) scurtcircuite monofazate (numai la sistemele cu neutrul pus la pământ) (fig. 3.68, d).

Scurtcircuitele de la punctele b, c, d se mai numesc și scurtcircuite nesimetrice.

Curenții de scurtcircuit trifazici se iau ca bază pentru dimensionarea aparaturii și a căilor de curent (verificarea la stabilitatea termică și dinamică) și pentru verificarea tensiunilor remanente pe barele stațiilor electrice. Pentru alegerea și reglarea protecțiilor prin relee sînt necesare calcule pentru toate tipurile de scurtcircuite care pot avea loc în instalațiile electrice.

3.7.1. Scurtcircuit trifazat

La o schemă electrică dată (fig. 3.69), în care se cunosc reactanțele și rezistențele ohmice ale elementelor schemei, valoarea stabilizată a curentului de scurtcircuit este:

$$I_{sc}^{(3)} = \frac{E_m}{\sqrt{3} \sqrt{(\Sigma X)^2 + (\Sigma R)^2}} \quad [\text{A}], \quad (3-107)$$

unde E_m este tensiunea electromotoare, în V.

În practică, în schema de calcul a curenților de scurtcircuit se fac următoarele simplificări:

— se face abstracție de toate elementele transversale ale schemelor echivalente;

— rezistențele ohmice se iau în calcul numai dacă reprezintă mai mult de o treime din totalul reactanțelor ($\Sigma R > \frac{1}{3} \Sigma X$);

— se consideră că toate centralele sistemului funcționează cu puterea lor maximă.

Deoarece reactanța (X_G) este o mărime variabilă, ea influențează foarte mult valoarea curentului de scurtcircuit în regim tranzitoriu. Variația curentului de scurtcircuit în timp se deduce din relația:

$$i_{sc} = i_p + i_a = I_{pm} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3-108)$$

în care:

i_p este componenta periodică a curentului de scurtcircuit;

i_a — componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit;

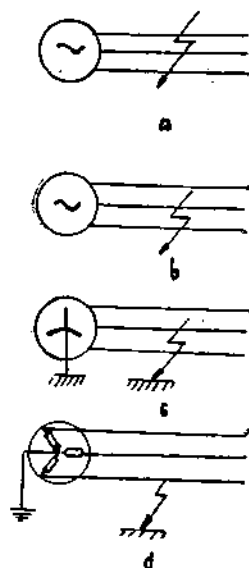


Fig. 3.68. Tipuri de scurtcircuite

a — trifazat; b — bifazat;
c — bifazat cu punere la pământ; d — monofazat.

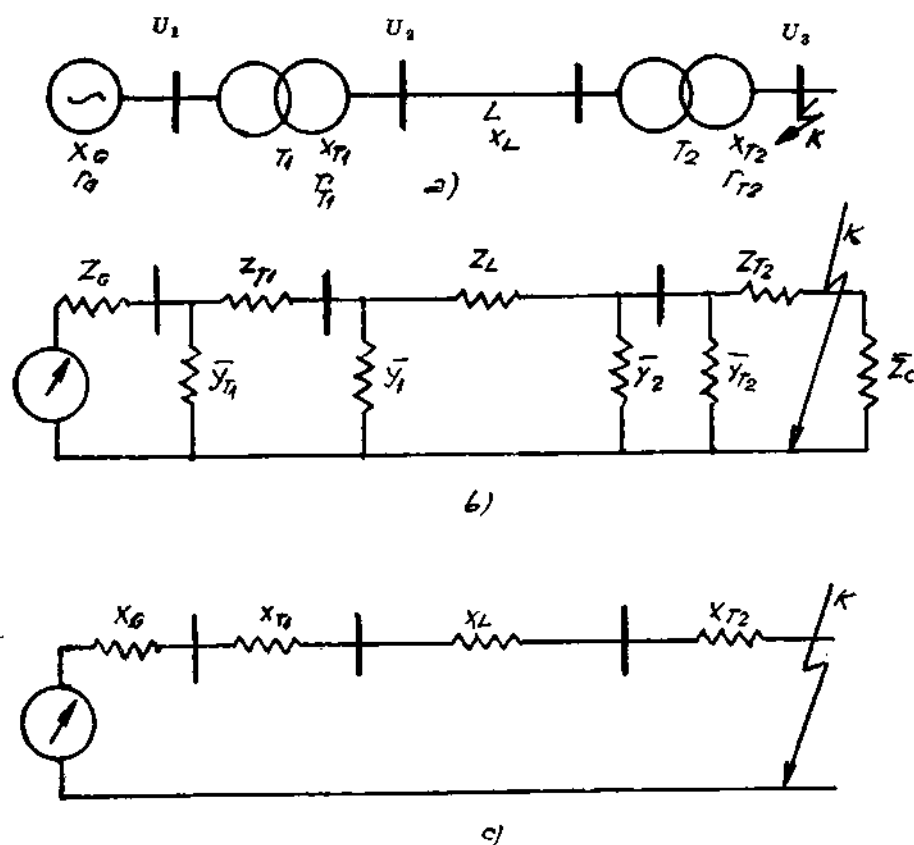


Fig. 3.69. Simplificarea schemei pentru calculul curenților de scurtcircuit.

- i_{a0} — valoarea inițială a componentei aperiodice;
 $T_a = \frac{L}{R} = \frac{X}{\omega R}$ — constanta de timp a componentei aperiodice;
 I_{pm} — valoarea maximă a componentei periodice a curentului de scurtcircuit în momentul inițial;
 ω — pulsația;
 α — unghiul determinat de fazorul de tensiune în momentul apariției scurtcircuitului ($t=0$);
 φ_k — unghiul de defazaj dintre curentul de scurtcircuit și tensiunea fazei respective.

Dacă sursa de alimentare este de *putere infinită* (când reactanța sursei este foarte mică în comparație cu reactanța totală a circuitului), variația curentului de scurtcircuit este impusă numai de prezența componentei aperiodice (i_a), componenta periodică rămânând tot timpul constantă ca amplitudine (fig. 3.70).

Dacă sursa de alimentare este de putere finită, dar fără regulator automat ed tensiune „RAT”, amplitudinea componente periodice variază în timp de la un maxim apărut în primul moment al scurtcircuitului (I_{pm}) pînă la valoarea stabilizată ($\sqrt{2}I_{\infty}$) (fig. 3.71).

În cazul cînd sursa de alimentare este de putere finită, fiind însă prevăzută cu RAT variația curentului de scurtcircuit este indicată în fig. 3.72 și este determinată aliora descrescătoare și apoi crescătoare (odată cu intervenția RAT) — pînă la stabilizare — a componente periodice a curentului de scurtcircuit.

Se constată că variația curentului total de scurtcircuit este determinată în special de variația valorii eficace a componente periodice care, la rîndul ei, depinde de tipul generatorului (turbo sau hidro), de prezența sau absența

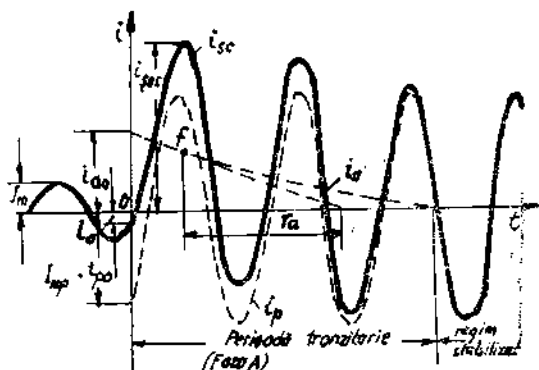


Fig. 3.70. Variația curentului de scurtcircuit în funcție de timp.

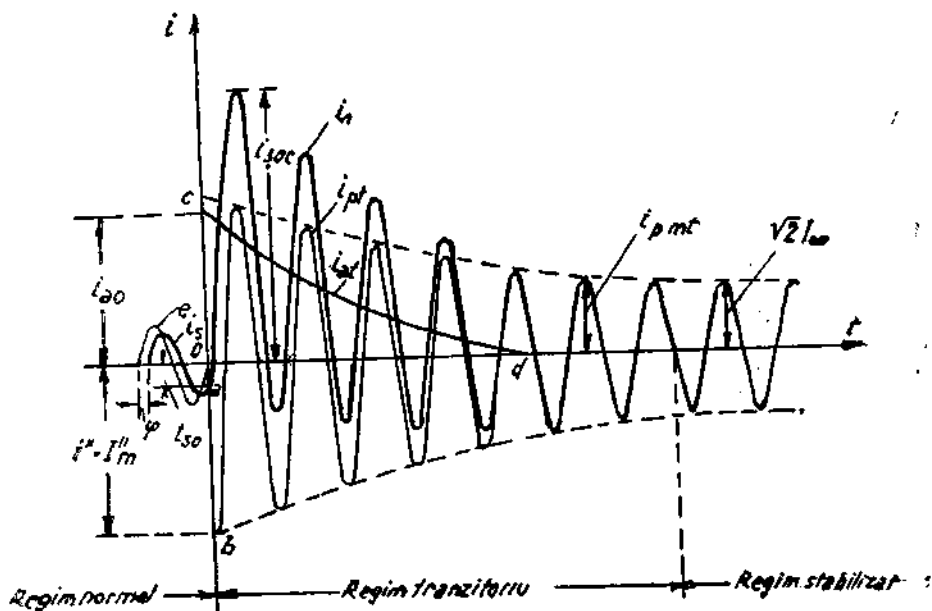


Fig. 3.71. Variația curentului de scurtcircuit trifazat, alimentat de un generator de putere finită, fără regulator automat de tensiune.

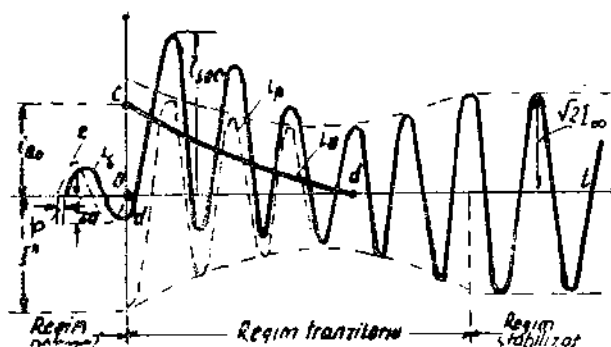


Fig. 3.72. Variația curentului de scurtcircuit în cazul unei surse de putere finită cu generatoare avind reglatoare automate de tensiune.

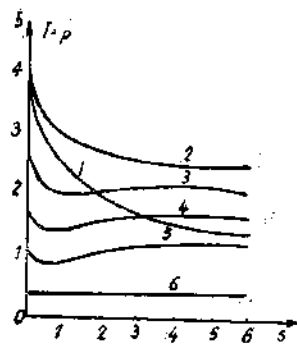


Fig. 3.73. Variația valorii efective a componentei periodice în funcție de reactanța relativă:

1 — generator cu turbină cu abur fără regulator automat de tensiune pentru $x^*=0,2$; 2, 3, 4, 5 și 6 — generator cu turbină cu abur, cu regulator automat de tensiune pentru $x^*=0,2$; $x^*=0,4$; $x^*=0,6$ și respectiv $x^*=0,8$; ($I_p' = I_p = I_{\infty}$).

regulatorului automat de tensiune și, bineînțeles, de reactanța relativă a circuitului (raportată la puterea sursei), lucru evidențiat în fig. 3.73.

Valoarea maximă a curentului de scurtcircuit în perioada tranzitorie se numește *curent de șoc* și servește la calcularea eforturilor electrodinamice care apar în aparatele electrice și în barele rigide la trecerea curentului de scurtcircuit. Valoarea curentului de scurtcircuit corespunzătoare regimului stabilizat (I_{∞}) servește pentru calculul stabilității termice, iar valoarea curentului de scurtcircuit la timpul de 0,1 secunde (pentru $U < 35$ kV — $t = 0,2$ s) servește la alegerea puterii de rupere a întreruptoarelor.

Cazul cel mai defavorabil al unui scurtcircuit este cînd acesta apare în momentul trecerii tensiunii prin zero ($\alpha=0$), moment în care componenta periodică are valoarea maximă (ca urmare a faptului că $\phi_k=0$, curentul de scurtcircuit avînd caracter inductiv). În acest caz, valoarea curentului de șoc este:

$$i_{soc} = I_{pm} + i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (3-109)$$

La $t=0,01$ secunde corespunde $I_{pm}=i_{a0}$ și deci:

$$i_{soc} = I_{pm} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) = k_{soc} \cdot I_{pm}, \quad (3-110)$$

unde :

$k_{\text{șoc}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ — coeficientul de șoc ; la variații ale lui T_a de la zero la infinit, $k_{\text{șoc}}$ variază între 1 și 2. Știind că $I_{pm} = \sqrt{2} I_p$, unde I_p este valoarea eficace a componentei periodice a curentului de scurtcircuit în momentul inițial, rezultă :

$$i_{\text{șoc}}^* = k_{\text{șoc}}^* \cdot \sqrt{2} I_p. \quad (3-111)$$

Uneori, I_p este notat cu I'' și se numește *curent supratransitoriu*. În practică, se consideră $k_{\text{șoc}} = 1,8$ (la $T_a = 0,05$ secunde) și astfel :

$$i_{\text{șoc}}^* = 1,8 \sqrt{2} I_p = 2,55 I_p. \quad (3-112)$$

Odată cu creșterea distanței de la sursă pînă la locul de scurtcircuit scade și curentul de scurtcircuit iar scurtcircuitul influențează tot mai puțin asupra regimului de funcționare a generatoarelor

În cazul scurtcircuitelor îndepărtate (la care se poate neglija variația tensiunii electromotoare la bornele generatoarelor), componenta periodică a curentului de scurtcircuit este, practic, constantă și deci $I'' = I_{pt} = I_p$, în care s-a notat cu I_{pt} și I_{∞} valorile componentei periodice la timpul t și respectiv la stabilizarea curentului de scurtcircuit. În aceste cazuri, reacțanța totală relativă a sistemului electric de la sursă pînă la locul de scurtcircuit este :

$$\Sigma x^* \geq 3.$$

3.7.2. Calculul curentului de scurtcircuit trifazat

În calculul ingineresc al curenților de scurtcircuit se folosește frecvent metoda de calcul cu ajutorul sistemului de unități relative. Conform acestei metode mărimile ce intervin în calcul sînt exprimate ca fracțiuni ale unor mărimi alese denumite *mărimi de bază*. Se alege, de regulă, ca mărimi de bază : puterea (S_b) și tensiunea (U_b), iar curentul de bază și reacțanța de bază se exprimă în funcție de ele :

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} U_b} \text{ și } x_b = \frac{U_b}{\sqrt{3} I_b}. \quad (3-113)$$

Valorile relative raportate la mărimile de bază se exprimă astfel :

$$U_b^* = \frac{U}{U_b}; \quad I_b^* = \frac{I}{I_b}; \quad S_b^* = \frac{S}{S_b}; \quad x_b^* = \frac{x}{x_b} \quad (3-114)$$

sau mai frecvent :

$$x_b^* = \frac{\sqrt{3} I_b}{U_b} \cdot x = \frac{S_b}{U_b^2} \cdot x. \quad (3-115)$$

În mod similar, valorile relative raportate la mărimile nominale ale unui element din circuitul electric, cărui i se cunosc parametri nominali, U_{nom} , I_{nom} , X_{nom} , S_{nom} se exprimă prin :

$$U_{nom}^* = \frac{U}{U_{nom}}; I_{nom}^* = \frac{I}{I_{nom}}; S_{nom}^* = \frac{S}{S_{nom}}; \quad (3-116)$$

și pentru reactanțe :

$$x_{nom}^* = \frac{x}{x_{nom}} = \frac{\sqrt{3} I_{nom}}{U_{nom}} \cdot x = \frac{S}{S_{nom}} \cdot x. \quad (3-117)$$

Într-o schemă electrică (fig. 3.69), calculul reactanțelor relative, raportate la mărimile de bază ale diverselor elemente, se face cu ajutorul următoarelor formule :

— pentru generatoare :

$$x_{bg}^* = x_{nom}^* \cdot \frac{S_b}{S_{g nom}} = \frac{x_d'' \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{g nom}}, \quad (3-118)$$

unde :

$x_d'' \%$ este reactanța supratranzitorie a generatorului în procente ;

— pentru transformatoare :

$$x_{btr}^* = x_{nom}^* \cdot \frac{S_b}{S_{tr nom}} = \frac{u_{sc} \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{tr nom}}, \quad (3-119)$$

unde :

$u_{sc} \%$ este tensiunea de scurtcircuit a transformatorului în procente.

— pentru linii aeriene și în cablu :

$$x_{bL}^* = \frac{S_b}{U_L^2} \cdot x = \frac{S_b}{U_L^2} \cdot x_0 \cdot l, \quad (3-120)$$

unde :

U_L este tensiunea medie a liniei electrice ;

x_0 — reactanța liniei pe 1 km de lungime, în ohmi ;

l — lungimea liniei, în km ;

— pentru bobina de reactanță (reactoare) :

$$x_{bR}^* = x_{nom R}^* \cdot \frac{I_b}{I_{nom R}} \cdot \frac{U_{nom R}}{U_b}, \quad (3-121)$$

Pentru determinarea curentului de scurtcircuit într-o schemă care cuprinde mai multe trepte de tensiune, este indicat să se considere drept tensiune de bază tensiunea nominală a acelei trepte la care s-a produs scurtcircuitul. Raportarea reactanței exprimată în ohmi la o tensiune de bază se face cu relația :

$$x_b' = x(k_1 \cdot K_2 \dots k_n)^2, \quad (3-122)$$

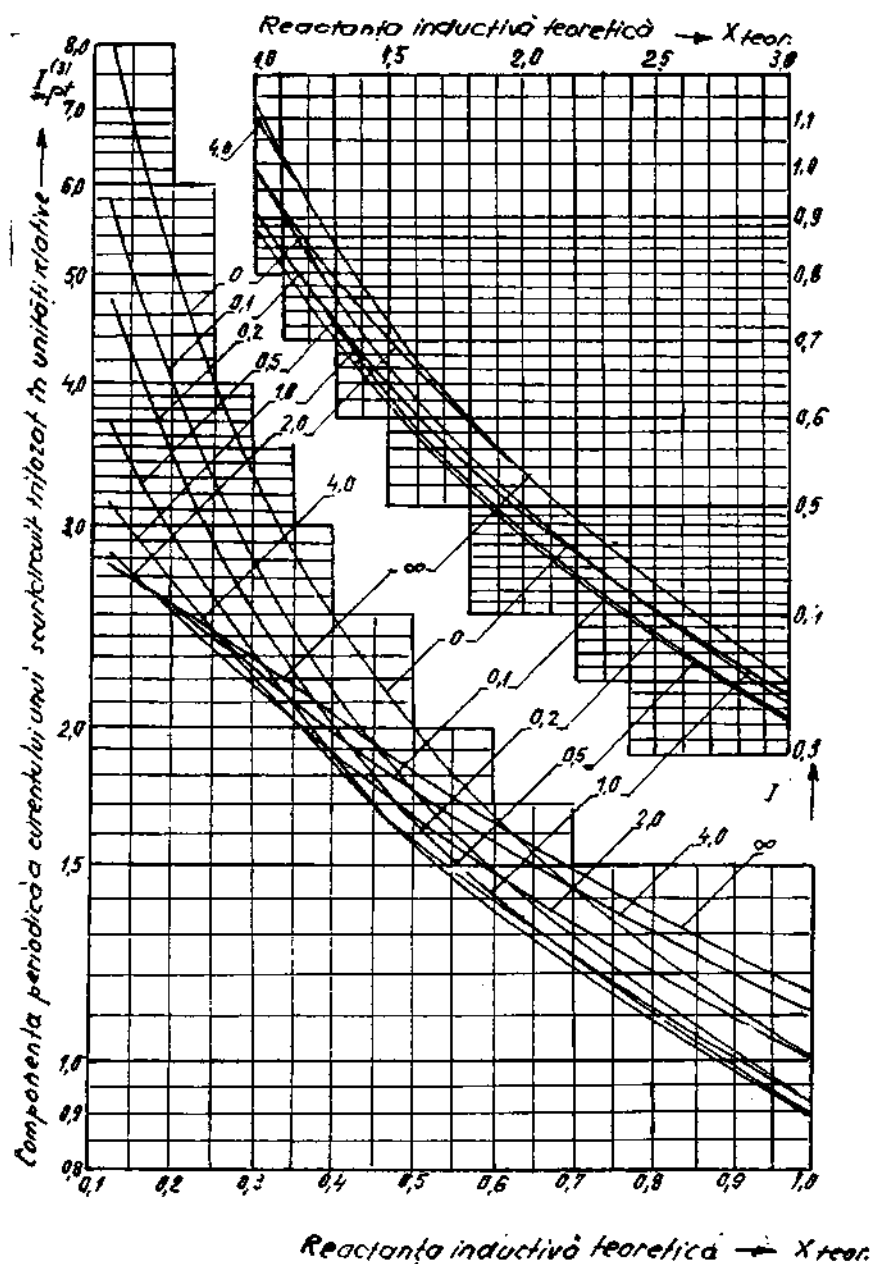


Fig. 3.74. Curbele pentru determinarea componentei periodice a curentului de scurtcircuit trifazat alimentat de un turbogenerator, prevăzut cu regulator automat de tensiune.

în care :

- x este reactanța unui element raportată la tensiunea la care este racordat, în ohmi ;
 x'_b — reactanța elementului, raportată la tensiunea de bază ;
 $k_1, k_2 \dots k_n$ — rapoartele de transformare ale transformatoarelor din circuit.

Conform fig. 3.69, de exemplu :

$$x'_G = x_G \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 \cdot \left(\frac{U_3}{U_2} \right)^2 = x_G \left(\frac{U_3}{U_1} \right)^2, \quad (3-123)$$

U_3 fiind aleasă ca tensiune de bază (locul scurtcircuitului).

Dacă se alege tensiunea de bază și puterea de bază egale cu tensiunea și respectiv, puterea nominală a generatorului echivalent ce debitează pe scurtcircuit, reactanța relativă obținută poartă denumirea de *reactanță de calcul* x_{cal} sau *reactanță teoretică*. În cazul unei scheme date (fig. 3.69), se calculează inițial reactanțele elementelor schemei raportate la o tensiune de bază și o putere de bază, se reprezintă schema de calcul și apoi, prin reduceri și transfigurări repetate, se obține o reactanță totală ($\Sigma x'_b$) a schemei față de locul de scurtcircuit considerat. Se trece la calcularea reactanței teoretice, prin raportare la puterea tuturor surselor ce alimentează scurtcircuitul :

$$\Sigma x'_{cal} = \Sigma x'_{teor} = \Sigma x'_b \cdot \frac{S_{nom\sigma}}{S_b}. \quad (3-124)$$

Determinarea curenților de scurtcircuit cu ajutorul curbelor de calcul se face plecându-se de la premisa că tensiunea electromotoare a generatorului în timpul procesului de scurtcircuit (E_t), reactanța generatorului (x_G) și reactanța inductivă exterioară a circuitului (x_{ex}) nu rămân constante și sînt greu de determinat la un timp oarecare (t) și de aceea expresia clasică a curentului

$$I_{pt} = \frac{E_t}{\sqrt{3}(x_G + x_{ex})} = \frac{E_t}{\sqrt{3} \Sigma x} \quad (3-125)$$

nu poate fi aplicată cu ușurință.

Pentru determinarea valorii relative a componentei periodice a curentului de scurtcircuit trifazat (I_{pt}) în diferite momente ale procesului de scurtcircuit, în funcție de reactanța inductivă relativă de calcul, se folosesc curbe speciale. Curbele sînt construite în ipoteza că generatoarele au funcționat la plină sarcină și tensiune nominală ($\cos \varphi = 0,8$) înainte de scurtcircuit și sînt diferite în funcție de tipul generatorului (hidro sau turbogenerator) și în funcție de faptul dacă generatoarele sînt sau nu prevăzute cu RAT. Asemenea curbe sînt reprezentate în fig. 3.74 și 3.75.

Obținînd din curbe curentul (I_{pt}^*) în unități relative, valoarea curentului de scurtcircuit trifazat, în amperi, este :

$$I_{pt} = I_{pt}^* \cdot I_{nom}, \quad (3-126)$$

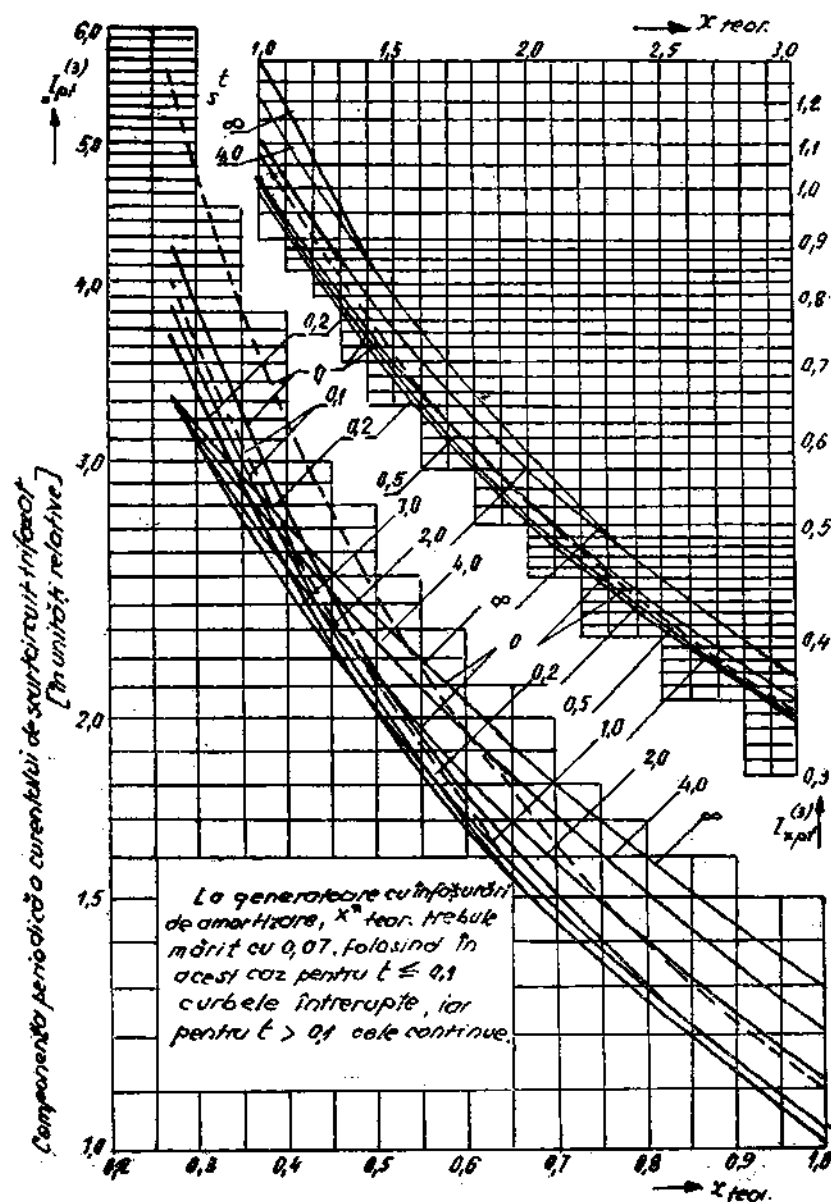


Fig. 2.74. Curbe pentru determinarea componentei periodice a curentului de scurtcircuit trifazat, alimentat de un generator cu poli aparenti și prevăzut cu regulator automat de tensiune.

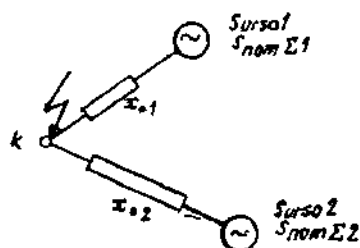


Fig. 3.76. Schemă pentru calculul curenților de scurtcircuit, ținând seama de distanța de la surse.

în care :

$$I_{nom} = \frac{S_{nom} G}{\sqrt{3} \cdot U_{med}}, \quad (3-127)$$

unde :

U_{med} este tensiunea corespunzătoare treptei de tensiune a locului de scurtcircuit.

În mod similar se poate determina puterea de scurtcircuit :

$$S_{pt} = \sqrt{3} I_{pt} U_{med} = I_{pt}^* \cdot \Sigma S_{nom} G. \quad (3-128)$$

Curbele de calcul se folosesc numai pentru ramurile legate direct de locul de scurtcircuit ($\Sigma x_{cal}^* \leq 3$). Când $\Sigma x_{cal}^* > 3$, curentul de scurtcircuit se poate calcula aproximativ :

$$I_{pt}^* \approx \frac{1}{3}. \quad (3-129)$$

În cazul când scurtcircuitul este alimentat din două sau mai multe surse în paralel (fig. 3.76), se calculează curentul de scurtcircuit pe fiecare ramură, curentul total de scurtcircuit fiind egal cu suma curenților alimentați de fiecare sursă. În cazul când schema de calcul este mai complicată, simplificarea ei se face prin transfigurări repetate, așa cum se arată simplificat în fig. 3.77. Conform acestei figuri trecerea de la stea la triunghi se obține prin cunoscutele relații :

$$\begin{aligned} x_1^* &= x_1 + x_3 + \frac{x_1^* \cdot x_3^*}{x_2^*} \\ x_2^* &= x_2 + x_3 + \frac{x_2^* \cdot x_3^*}{x_1^*}. \end{aligned} \quad (3-130)$$

Reactanța x_3^* nu se mai ia în considerare, deoarece nu influențează valoarea curentului de scurtcircuit la locul defectului.

Calculul curenților de scurtcircuit prin considerarea sistemului *electroenergetic* se face în funcție de gradul de cunoaștere a parametrilor elementelor componente ale sistemului astfel :

a) când este cunoscută schema sistemului și toți parametrii elementelor componente, calculul se efectuează complet ;

Fig. 3.77, a. Schemă pentru calculul curenților de scurtcircuit ținând seama de distanța de la surse și de reactanța comună

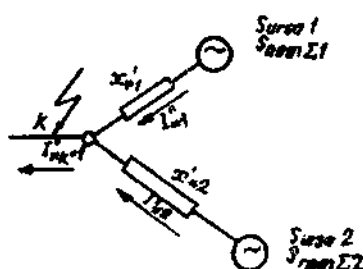
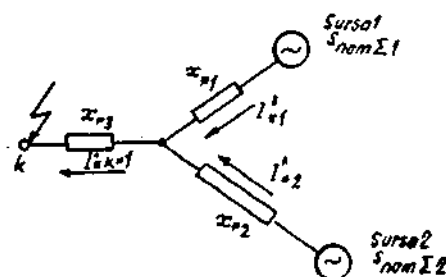


Fig. 3.77, b. Transfigurarea schemei din fig. 3.77, a.

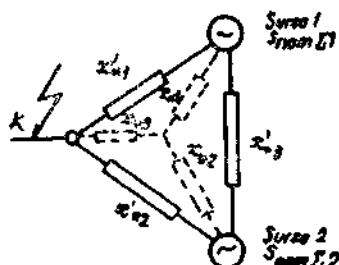


Fig. 3.77, c. Transfigurarea din stea în triunghi a schemei din fig. 3.77, b.

b) cînd se cunoaște puterea nominală totală a sistemului ($S_{nom\ G}$) și reactanța totală a sistemului (Σx_{cal}^*), sistemul se consideră un generator echivalent și calculele se efectuează pentru un singur generator ; .

c) cînd sistemul este foarte puternic ($S_s = \infty$; $x_s^* = 0$), se ține seama numai de elementele de legătură dintre centrale — sau stația electrică considerată — și sistem ;

d) cînd se cunoaște puterea nominală a sistemului ($\Sigma S_{nom\ G}$) și aportul puterii de scurtcircuit din sistem (S_{pt}) la timpul t , se calculează valoarea relativă a curentului de scurtcircuit (la timpul t) provenită din sistem :

$$I_{pt}^* = \frac{1}{\Sigma S_{nom\ G}} \frac{S_{pt}}{t} \quad (3-131)$$

și apoi din curbele de calcul se determină, în funcție de timpul t , valoarea Σx_{cal}^* aferentă sistemului ;

e) cînd se cunoaște puterea de rupere a întreruptorilor de racord cu sistemul (S_{rup}) la timpul t , se consideră puterea de rupere egală cu puterea de scurtcircuit :

$$S_{rup} \approx S_{pt}.$$

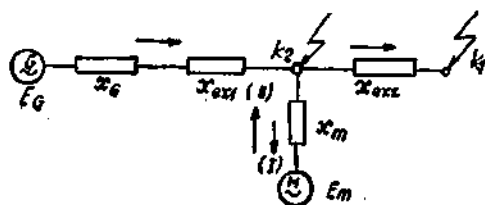


Fig. 3.78. Schema de conectare a motorului sincron.

Se determină aportul puterii de scurtcircuit pentru același timp, provenit din centrale (S_{ptc}), și prin diferență rezultă puterea de scurtcircuit a sistemului:

$$S_{pts} = S_{pt} - S_{ptc}.$$

Aportul motoarelor asincrone la determinarea valorii curentului de șoc de scurtcircuit de obicei se neglijează (fig. 3.78). La un scurtcircuit în punctul K_2 , dacă tensiunea remanentă la punctul de racord al motorului la rețea este mai mare decât tensiunea electromotoare a acestuia, motorul va continua să funcționeze, cu turație redusă consumînd putere activă din rețea (sensul I). Dacă din contră, tensiunea remanentă va fi mai mică motorul va debita putere spre locul de scurtcircuit (sensul II). În această situație motorul se frînează foarte rapid, iar curentul debitat de el scade. De aceea, pentru motoarele mari ($P > 1000$ kVA), în cazul unui scurtcircuit trifazat produs la bornele lor, se calculează aportul motorului asincron la valoarea curentului de șoc. Expresia pentru determinarea valorii totale a curentului de șoc este:

$$i_{\text{șoc}} = k_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2} \cdot I'' + 6,5 I_{m \text{ nom}}, \quad (3-132)$$

adică aportul este cam de 6 ori valoarea curentului nominal al motorului.

3.7.3. Calculul curenților de scurtcircuit nesimetrice

Calculul practic al curenților de scurtcircuit nesimetrice se efectuează tot cu ajutorul metodei unităților relative și al curbelor de calcul. Modul de lucru este același ca la calculul curentului simetric (trifazat) de scurtcircuit, cu deosebire că reactanța de calcul (Σx_{cal}^*) determinată pentru secvența directă (notată uneori $\Sigma x_{cal}^{*(1)}$) se majorează cu reactanță de calcul suplimentară ($\Delta x_{cal}^{*(n)}$), a cărei expresie depinde de tipul scurtcircuitului. Din curbele de calcul pentru $\Sigma x_{cal}^* = \Sigma x_{cal}^{*(1)} + \Delta x_{cal}^{*(n)}$ la timpul corespunzător (t), se obține valoarea eficace a curentului de scurtcircuit de tipul respectiv, al componentei directe, în unități relative $I_{pt}^{*(n)}$.

Curentul total de scurtcircuit nesimetric este:

$$I_{pt}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{pt}^{*(n)} \cdot I_{nom \Sigma}, \quad (3-133)$$

unde :

- $J_{pl}^{(n)}$ este curentul de scurtcircuit nesimetric la timpul t ;
 $n=0$ — scurtcircuit monofazat;
 $n=1,1$ — scurtcircuit bifazat cu punere la pământ;
 $n=2$ — scurtcircuit bifazat fără punere la pământ;
 $n=3$ — scurtcircuit trifazat (simetric);
 $m^{(n)}$ — coeficient de proporționalitate care depinde de tipul scurtcircuitului;
 $I_{nom\Sigma}$ — valoarea curenților nominali produși de totalitatea surselor ce alimentează locul de scurtcircuit.

Valorile lui $\Delta x_{cal}^{*(n)}$ și a coeficientului $m^{(n)}$ sunt date în tabelul 3.30.

TABELUL 3.30

Valorile reactanțelor suplimentare $\Delta x_{cal}^{(n)}$ și ale coeficientului $m^{(n)}$.

Tipul de scurtcircuit	$\Delta x_{cal}^{(n)}$	$m^{(n)}$
Scurtcircuit trifazat	0	1
Scurtcircuit bifazat	$\Sigma X_{cal}^{(2)}$	$\sqrt{3}$
Scurtcircuit monofazat	$\Sigma X_{cal}^{(0)}$	3
Scurtcircuit bifazat cu punere la pământ	$\frac{\Sigma X_{cal}^{(2)} \cdot \Sigma X_{cal}^{(0)}}{\Sigma X_{cal}^{(2)} + \Sigma X_{cal}^{(0)}}$	$\sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{\Sigma X_{cal}^{(2)} \cdot \Sigma X_{cal}^{(0)}}{[\Sigma X_{cal}^{(2)} + \Sigma X_{cal}^{(0)}]^2}}$

În care: $\Sigma X_{cal}^{(2)}$ — rezistența de calcul redusă a schemei de secvență inversă, practic
 $\Sigma X_{cal}^{(2)} = \Sigma X_{cal}^{(1)}$;
 $\Sigma X_{cal}^{(0)}$ — reactanța de calcul redusă a schemei de secvență homopolară.

Schema de secvență directă de calcul este schema obișnuită de calcul, în care reactanțele elementelor din schemă se determină conform formulelor din capitolul 3.7.2. Prin reducerea schemei se obține $\Sigma x_{cal}^{*(1)}$ (exemplu de calcul în fig. 3.79, b).

Schema de secvență inversă se întocmește ca și schema directă (fig. 3.79, b), numai că în calculul reactanței generatoarelor în locul reactanței supratranzitorie (x_d''), se ia reactanța inversă (x_2), iar tensiunile electromotoare ale generatoarelor se iau egale cu zero. Prin reducerea schemei se obține: $\Sigma x_{cal}^{*(2)}$.

Schema de secvență homopolară arată practic curgerea curentului monofazat prin fazele liniei și pământ. În schema de secvență homopolară intră numai elementele care pot fi unite prin punctele de punere la pământ (locul de scurtcircuit la pământ și înfășurările transformatoarelor și generatoarelor conectate în stea cu neutrul pus la pământ, fig. 3.79, c).

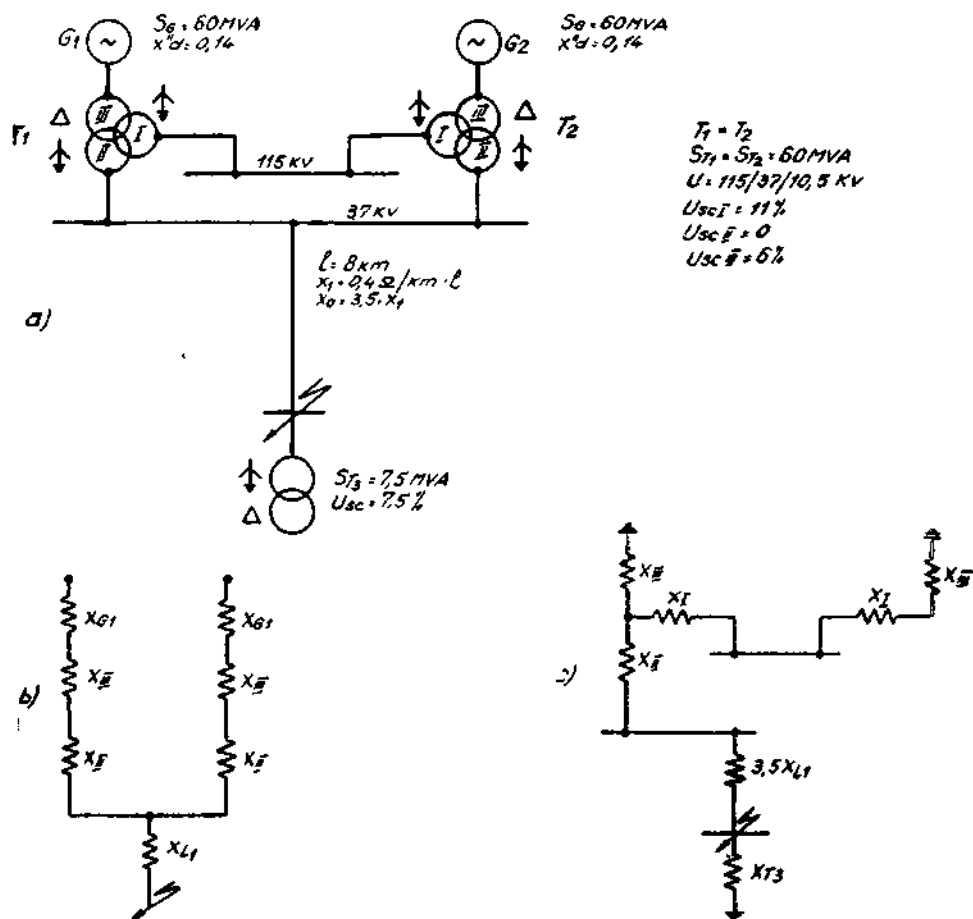


Fig. 3.79, a, b, c:

a — schema electrică a circuitului; b — schema echivalentă de secvență directă și inversă; c — schema echivalentă de secvență homopolară.

Reactanțele de secvență homopolară ale elementelor schemelor electrice se iau:

— pentru generatoare:

$$x_{G0} = (0,15 - 0,6)x_d''; \quad (3-134)$$

— pentru reactoare:

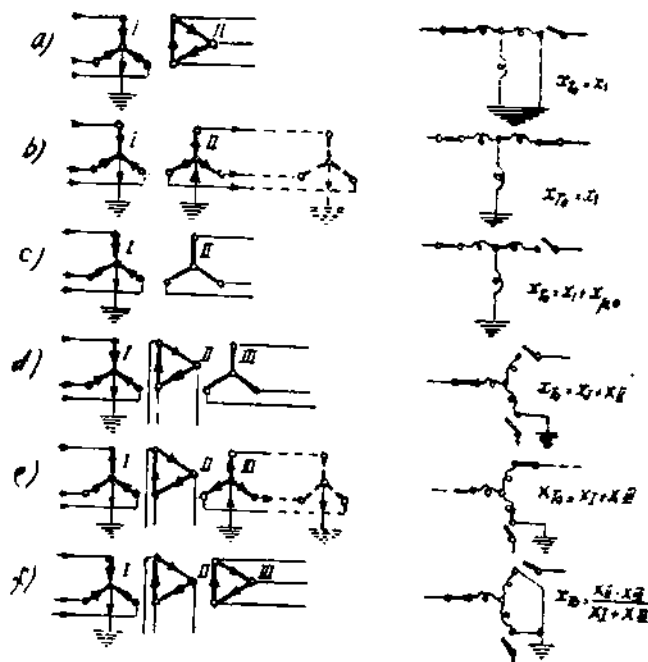
$$x_{R0} = x_1;$$

— pentru transformatoare, reactanțele homopolare depind de numărul de înfășurări ale transformatorului și de schema de conexiune.

Reactanțele homopolare și schemele lor de calcul sint date în tabelul 3.31.

TABELUL 3.31

Schema echivalentă a transformatoarelor pentru curenți de secvență homopolară.



— pentru linii electrice aeriene și cabluri, valoarea reactanței homopolare se poate lua cu aproximație:

- linii cu un singur circuit fără fire de gardă: $x_0 = 3,5x_1$;
 - linii cu un singur circuit cu fire de gardă: $x_0 = 2x_1$;
 - linii cu două circuite fără fire de gardă: $x_0 = 5,5x_1$;
 - linii cu două circuite cu fire de gardă: $x_0 = 3x_1$;
- dacă firele de gardă sint din oțel, se poate considera linia fără fire de gardă;
- pentru cable trifazate: $x_0 = (3,5 - 4,6)x_1$.

În aceste expresii x_1 este reactanța de secvență directă a liniei electrice aeriene, respectiv a cablului electric.

Prin reducerea schemei de secvențe homopolare se obține $\Sigma x_{cal}^{(0)}$ care se introduce în expresia finală a Σx_{cal}^* pentru tipul de curent de scurtcircuit analizat.

3.7.4. Eforturi electrodinamice produse de curenții de scurtcircuit

La trecerea curentului electric se scurtcircuit prin două conductoare paralele și vecine străbătute de același curent apare o forță electrodinamică de interacțiune :

$$F = 2,04 k_f \cdot (i_{soc})^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf}], \quad (3-135)$$

în care :

- k_f este factorul de formă care depinde de forma secțiunii conductoarelor și de poziția lor reciprocă (se află din fig. 3.80);
- i_{soc} — curentul de șoc ce trece prin conductoare, în A;
- l — lungimea conductoarelor paralele între două puncte de sprijin, în cm;
- a — distanța dintre axele conductoarelor, în cm.

În cazul scurtcircuitului trifazat, expresia forței electrodinamice care apare pe o deschidere de conductoare de lungime l este :

$$F = 1,76 \cdot k_f (i_{soc})^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf}]. \quad (3-136)$$

Cu valoarea acestor forțe se verifică barele colectoare ale stațiilor și centralelor electrice la eforturile mecanice. Verificarea constă în determinarea eforturilor în bare și stabilirea condiției :

$$\sigma_b \leq \sigma_{adm}, \quad (3-137)$$

unde :

- σ_b este efortul unitar în bară, în kg/cm^2 ;
- σ_{adm} — efortul admisibil în bare, în funcție de natura materialului, în kg/cm^2 :

$$\sigma_{adm} = \frac{\sigma_{rup}}{k_s}; \quad (3-138)$$

- σ_{rup} — efortul de rupere a materialului folosit, în kg/cm^2 ;
- k_s — coeficientul de siguranță; $k_s = 2-2,5$ pentru instalații electrice.

Efortul unitar în bară :

$$\sigma_b = \frac{M}{W} \quad [\text{kg/cm}^2], \quad (3-139)$$

unde :

- M este momentul maxim încovoietor, în $\text{kg}\cdot\text{cm}$;
- $M = \frac{l \cdot F}{10}$ — în cazul cînd bara are mai mult de două deschideri;
- $M = \frac{l \cdot F}{8}$ — în cazul cînd există cel mult două deschideri;
- W — este modulul de rezistență care depinde de secțiunea și dispoziția relativă a barelor, în cm^3 .

Relațiile pentru determinarea modului de rezistență sint date în tabelul 3.32

În cazul utilizării de pachete de două sau trei bare pentru fiecare fază, verificarea efortului unitar în bare este dată de relația:

$$\sigma_b = \sigma_{bf} + \sigma_{bp}, \quad (3-140)$$

în care:

σ_{ef} este efortul de încovoiere datorat forței de interacțiune între faze și se determină ca în cazul cînd există o singură bară pe fază;

σ_{ep} — efortul de încovoiere datorat forței de interacțiune între barele aceleiași pachet (pe fază).

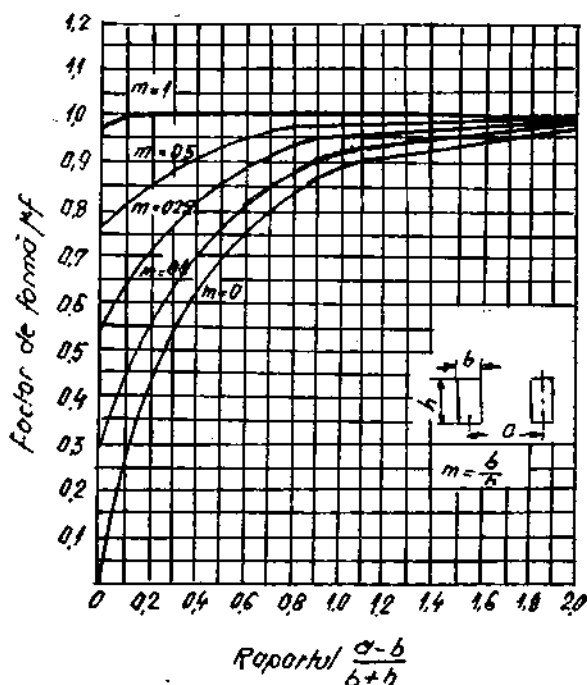


Fig. 3.80. Curbe pentru determinarea factorului de formă al conductoarelor de secțiune dreptunghiulară.

Eforturile unitare (pe unitatea de lungime), ce apar între barele aceleiași pachet, se calculează cu formulele:

— pentru două bare pe fază:

$$f_{(2)} = 2,04 k_f (0,5 i_{soc})^2 \frac{1}{2b} \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf/cm}]; \quad (3-141)$$

— pentru trei bare pe fază:

$$\begin{aligned} f_{(3)} = f_{1-2} + f_{1-3} = & 2,04 k_{f1-2} (0,4 i_{soc})(0,2 i_{soc}) \frac{1}{2b} \cdot 10^{-8} + \\ & + 2,04 k_{f1-3} (0,4 i_{soc})(0,4 i_{soc}) \frac{1}{4b} \cdot 10^{-8}, \end{aligned} \quad (3-142)$$

în care:

k_{f1-2} — coeficientul de formă între barele 1 și 2;

k_{f1-3} — coeficientul de formă între barele 1 și 3.

TABELUL 3.32

Modulul de rezistență a barelor.

Nr. crt.	Modul de așezare a barelor	Secțiunea unei bare	Modulul de rezistență cm^3
1			$W = \frac{bh^2}{6}$
2			$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$
3			$W = \frac{bh^2}{3}$
4			$W = \frac{bh^2}{2}$
5			$W = 1,44 \cdot hb^2$
6			$W = 3,33 \cdot hb^2$
7			$W = \frac{\pi d^3}{32} = 0,1d^3$
8			$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D^4 - d^4}{D}$

S-a presupus că pe barele laterale ale fiecărei faze circulează un curent egal cu $0,4 i_{soc}$, iar pe bara din mijloc un curent egal cu $0,2 i_{soc}$. Momentul de încovoiere va fi:

— pentru două bare :

$$M_{(2)} = \frac{f_{(2)} l^2}{12} \quad [\text{kgf} \cdot \text{cm}] ; \quad (3-143)$$

— pentru trei bare :

$$M_{(3)} = \frac{f_{(3)} l^2}{12} = \frac{f_{1-2} l^2}{12} + \frac{f_{1-3} \cdot l^2}{12} \quad (3-144)$$

și respectiv efortul în bară :

$$\sigma_{bp(2)} = \frac{M_{(2)}}{W_{1-2}} \quad [\text{kgf/cm}^2] \quad (3-145)$$

$$\sigma_{bp(3)} = \frac{f_{1-2} l^2}{12 W_{1-2}} + \frac{f_{1-3} l^2}{12 W_{1-3}} \quad [\text{kgf/cm}^2] \quad (3-146)$$

În cazul când condiția :

$$\sigma_b = \sigma_{bf} + \sigma_{bp} \leq \sigma_{adm}$$

nu poate fi respectată, se impune condiția ca :

$$\sigma_{bp} \leq \sigma_{adm} - \sigma_{bf} \quad (3-147)$$

iar pentru micșorarea efortului σ_{bp} se montează distanțoare de rigidizare, la distanțe (l_n) ($l_n < l$), în cadrul unei deschideri cuprinse între două izolatoare suport ale barelor unei faze.

Distanța maximă între distanțoare se determină din relația :

$$l_{n \max} \leq \sqrt{\frac{(\sigma_{adm} - \sigma_{bf}) 12 W}{f}}$$

în care W și f sînt modulul de rezistență a barelor din același pachet, respectiv forța electrodinamică unitară dintre barele aceluiași pachet. În cazul când efortul în material este mai mare decît cel admisibil, se iau următoarele măsuri pentru reducere :

- se micșorează deschiderea dintre izolatoarele suport l ;
- se mărește distanța a dintre faze;
- se modifică poziția barelor, astfel încît modulul de rezistență să rezulte cît mai mare (poz. 1, 3, 4 din tabelul 3.32);
- se mărește secțiunea conductoarelor.

Verificarea izolatoarelor suport ale barelor (fig. 3.81) se face cu ajutorul forțelor electrodinamice ce apar între faze, pe lungimea unei deschideri.

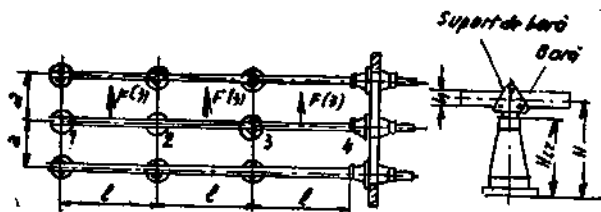


Fig. 3.81. Determinarea eforturilor mecanice în izolatoare și în bare.

Verificarea izolatoarelor la eforturi mecanice constă în verificarea condiției:

$$F_{tz} \leq 0,6 F_{rup}, \quad (3-148)$$

în care:

F_{tz} este forța maximă ce se exercită asupra izolatorului în punctul de prindere cu barele conductoare. F_{tz} este egală cu forța electro-dinamică dintre faze pentru izolatoarele suport dintre două deschideri și cu jumătate din această forță pentru izolatoarele suport din capete și pentru izolatoarele de trecere;

F_{rup} — sarcina de rupere a izolatorului, luată după catalog;

0,6 — coeficient de siguranță.

Dacă forța F_{tz} nu se aplică la înălțimea H_{tz} ci la o înălțime mai mare H , (conf. fig. 3.81) se introduce coeficientul de corecție, determinat de raportul $\frac{H_{tz}}{H}$, adică:

$$F_{tz} \leq 0,6 \frac{H_{tz}}{H} \cdot F_{rup}. \quad (3-149)$$

3.7.5. Eforturi termice produse de curenții de scurt-circuit

La trecerea curentului de scurtcircuit prin conductor, creșterea bruscă a curentului produce o creștere rapidă a cantității de căldură dezvoltată în conductor, căldură ce, în primul moment, este practic absorbită în întregime de conductor (fenomenul se consideră adiabatic), ducând la creșterea temperaturii acestuia. În fig. 3.82 este reprezentată creșterea temperaturii conductorului de la temperatura inițială (θ_n), existentă în conductor în regim stabilizat, până la temperatura finală (θ_k), atinsă de conductor în momentul lichidării scurtcircuitului.

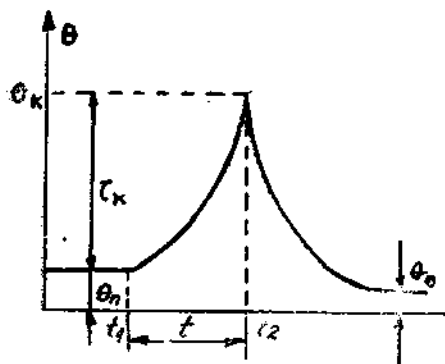


Fig. 3.82. Variația temperaturii unui conductor la trecerea curentului de scurtcircuit.

În continuare, temperatura conductorului revine la temperatura mediului ambiant (θ_0), dacă sursa de alimentare a fost întreruptă. Supratemperatura ($\tau_k = \theta_k - \theta_n$) admisă în conductoare este indicată în tabelul 3.33.

În mod obișnuit, temperatura conductoarelor în regim stabilizat se ia $\theta_n = 50-70^\circ\text{C}$, astfel încît temperatura maximă admisibilă în conductoare ($\theta_{k \max}$) în regim de scurtcircuit se află din valorile indicate în tabelul 3.33.

$$\theta_{k \max} = \tau_k + \theta_n. \quad (3-150)$$

TABELUL 3.33

Supratemperaturi admistibile în regim de scurtcircuit.

Natura conductoarelor utilizate	$\tau_k \theta_k \theta_n$ °C
Bare de cupru	250
Bare de aluminiu	150
Bare de oțel, legate la aparate prin conductoare nefercase	350
Bare de oțel, legate direct la aparate	250
Cabluri din conductoare de cupru și izolație de hirtie ($U=15$ kV)	200
Idem din conductoare de aluminiu	150
Cabluri cu izolație de hirtie ($U=20-35$ kV)	125
Cabluri și conductoare cu izolație de cauciuc	150
Idem cu izolație de material plastic	150

Verificarea la încălzire a conductoarelor constă în determinarea valorii θ_k și compararea ei cu temperaturile maxime admisibile ($\theta_{k \max}$):

$$\theta_k \leq \theta_{k \max} \quad (3-151)$$

Făcînd aproximația că fenomenul se desfășoară adiabatic, toată căldura degajată în timpul scurtcircuitului este absorbită de conductor:

$$Q_k = Q_{ads} = c \cdot G \cdot \tau_k = c \cdot \gamma \cdot l \cdot s \cdot \tau_k \quad (3-152)$$

unde :

- c este căldura specifică a materialului conductor, în kcal/°Ckg;
- $G = \gamma \cdot l \cdot s$ — greutatea conductorului, în kg;
- γ — greutatea specifică a materialului conductor, în kg/cm³;
- l — lungimea conductorului, în m;
- s — secțiunea conductorului, în mm².

Conform legii Joule-Lenz :

$$Q_k = 0,24 \cdot R \cdot I_{\infty}^2 \cdot t_f = 0,24 \cdot \rho \cdot \frac{l}{s} \cdot I_{\infty}^2 \cdot t_f \quad (3-153)$$

unde :

$t_f = t_{fp} + t_{fa}$ este timpul fidiv și reprezintă timpul în care curentul de scurtcircuit stabilizat I_{∞} produce aceeași cantitate de căldură ca și curentul real (variabil) de scurtcircuit care acționează în timpul real t ;

t_{fp} — timpul fictiv al componentei periodice, care depinde de raportul $\beta'' = \frac{I''}{I_{\infty}}$ și de timpul real de acționare t al curentului de scurtcircuit (practic, timpul după care declanșază protecția) și se obține din curbele din fig. 3.83. Pentru timpii de acționare a componentei aperiodice al curentului

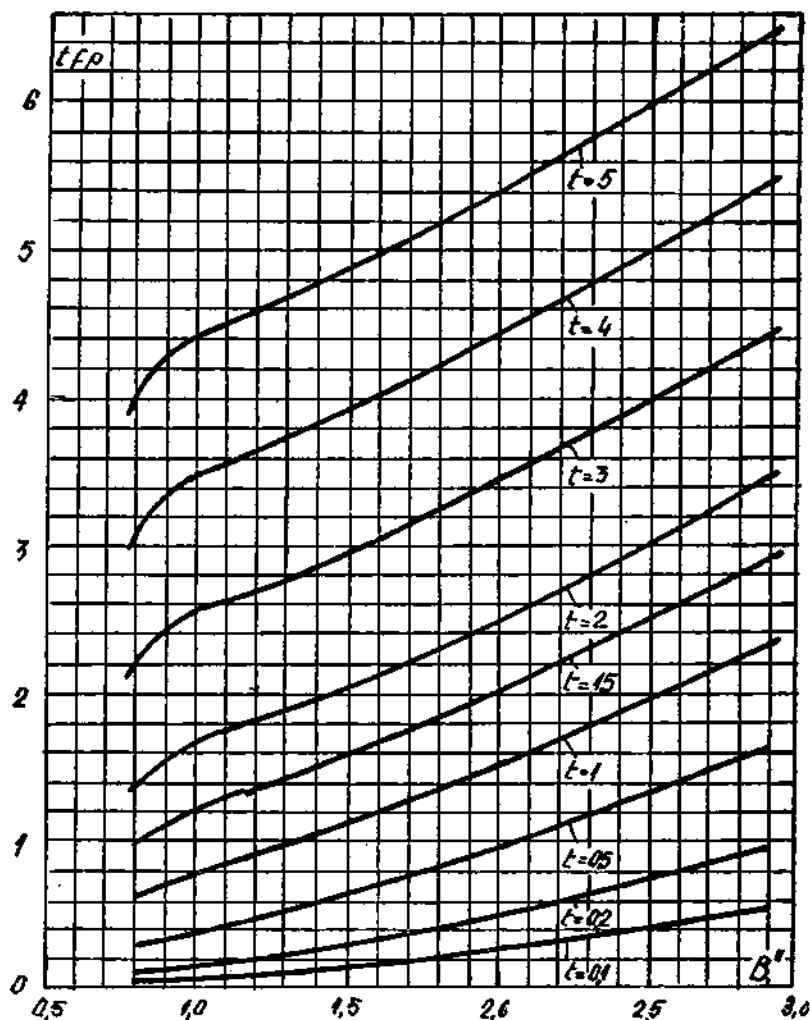


Fig. 3.83. Curbe pentru determinarea timpului fictiv al componentei periodice a curentului de scurtcircuit alimentat de generatoare prevăzute cu reglatoare automate de tensiune.

de scurtcircuit mai mari de 0,05 secunde, $t_{fa} = 0,05(\beta'')^2$ — timpul fictiv al componentei aperiodice — și se aplică numai atunci când timpul real de acționare al curentului de scurtcircuit este cuprins între 0,5 și 1 s.

Curbele din fig. 3.83 pot fi folosite și pentru determinarea timpului fictiv (t_f) în cazul scurtcircuitului bifazat, la care se consideră raportul

$$\beta''(2) = \frac{I''(2)}{I_{\infty}(2)}.$$

Din egalitățile cantităților de căldură degajată și absorbită rezultă :

$$\tau_k = \frac{\rho}{c} \left(\frac{I_{\infty}}{s} \right)^2 \cdot t_f \quad [^{\circ}\text{C}], \quad (3-154)$$

sau

$$\theta_k = \theta_n + \frac{\rho}{c} \left(\frac{I_{\infty}}{s} \right)^2 \cdot t_f \quad [^{\circ}\text{C}]. \quad (3-155)$$

Pentru simplificarea calculului se determină valorile θ_k (la o valoare dată a lui θ_n) din curbele din fig. 3.84, la care funcțiile A_k și A_n au corespondenți în θ_k , respectiv θ_n , legătura dintre ele fiind stabilită prin relația :

$$A_k = A_n + \left(\frac{I_{\infty}}{s} \right)^2 \cdot t_f. \quad (3-156)$$

Cu valoarea A_k , determinată din curbe, se află θ_k și se verifică condiția :

$$\theta_k = \theta_n = \tau_k \leq \tau_{k \max}. \quad (3-157)$$

Verificarea la încălzire a conductoarelor trebuie să se facă ținându-se seama că în anumite cazuri curentul de scurtcircuit bifazat poate fi mai mare

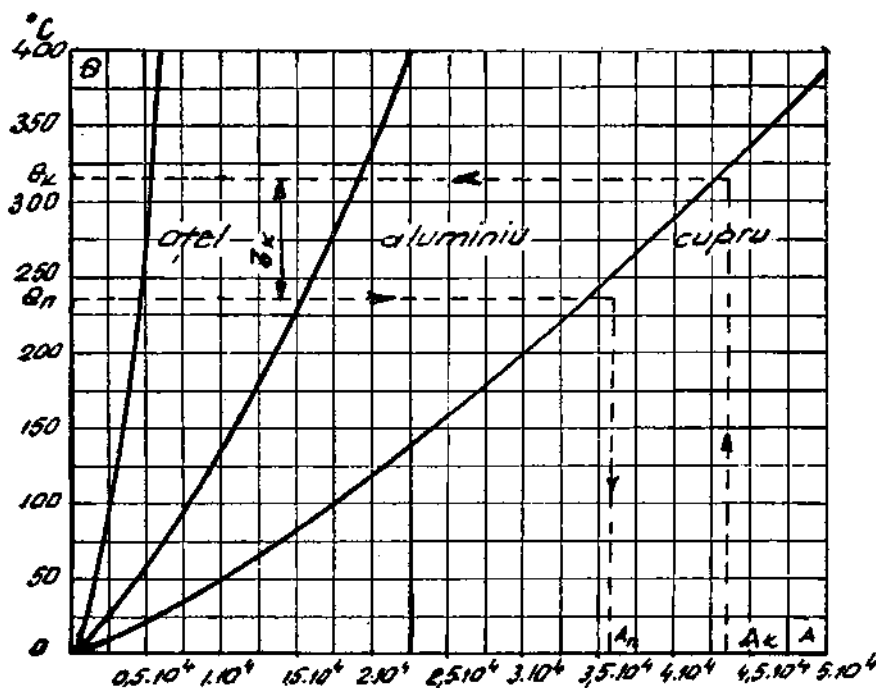


Fig. 3.84. Curbe pentru determinarea temperaturii conductoarelor în regim de scurtcircuit.

decît curentul de scurtcircuit trifazat. Comparația se face nu între curenții de scurtcircuit, ci între cantitățile de căldură dezvoltate de acești curenți:

$$Q_{k(2)} = 0,24 \rho \frac{l}{s} \cdot I_{\infty}^2(2) \cdot t_f(2) \quad \text{și}$$

$$Q_{k(3)} = 0,24 \rho \frac{l}{s} \cdot I_{\infty}^2(3) \cdot t_f(3).$$

În cazul cînd θ_k este mai mare decît $\theta_{k \max}$ admisibil, se schimbă secțiunea conductorului. Secțiunea minimă admisibilă se poate determina cu relația:

$$s_{min} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_f}{A_k - A_n}} \quad [\text{mm}^2]. \quad (3-158)$$

3.8. ALEGEREA APARATELOR ELECTRICE

Toate aparatele electrice, barele colectoare, circuitele de cabluri de la stațiile și centralele electrice se aleg în condițiile funcționării de durată și se verifică în condițiile de regim de scurtcircuit. La alegerea conductoarelor și aparatelor după tensiunea nominală și curentul nominal, trebuie să fie respectate condițiile:

a) $U_n \geq U_n \text{ instalate}$
sau $U_n \geq U_{max}$,

unde:

U_n este tensiunea nominală a aparatului;
 $U_n \text{ instalate}$ — tensiunea nominală a instalației (rețelei);
 U_{max} — tensiunea maximă de funcționare de durată a instalației.

b) $I_n \geq I_{max}$.

unde:

I_n este curentul nominal al aparatului sau curentul admisibil de funcționare al conductorului (I_{adm}) la temperatura de calcul a mediului înconjurător (de regulă, $\theta_0 = 35^\circ$ pentru aparate și $30-35^\circ\text{C}$ pentru conductoare);

I_{max} — curentul maxim de funcționare de durată a circuitului.

Dacă aparatul funcționează la o temperatură a mediului înconjurător diferită de 35°C , curentul de funcționare de durată I_0 se recalculează cu relația:

$$I_0 = I_n \sqrt{\frac{\theta_n - \theta_0}{\theta_n - 35}} \quad [\text{A}], \quad (3-159)$$

în care θ_n este temperatura de durată admisă de aparat în funcționare normală (la regim nominal $\theta_n = 75^\circ\text{C}$ pentru separatoare și întreruptoare).

Dacă aparatul funcționează la temperaturi ale mediului înconjurător mai mici de 35°C, curentul lui nominal poate fi majorat cu 0,5% pentru fiecare grad sub temperatura de 35°C, dar să nu depășească în total 1,2 I_n .

Pentru conductoare (bare și cabluri), valoarea curentului I_n se modifică cu coeficientul de corecție care ține seama de temperatura mediului înconjurător și de condițiile de răcire (vezi cap. 3.3.1.). Pentru determinarea curentului maxim de funcționare — I_{max} — trebuie să se aibă în vedere :

— pentru *circuitele generatoarelor* — posibilitatea funcționării cu puterea nominală la o tensiune de 0,95 U_n ;

— pentru *circuitele transformatoarelor de forță* — posibilitatea utilizării capacității de supraîncărcare (în limitele prevăzute de norme — vezi cap. 3.6) ;

— pentru *circuitele de alimentare ale liniilor electrice* — configurația rețelei cu posibilitatea maximă de transport în caz de dispariție a circuitelor de rezervă :

— pentru *sistemele de bare* ale centralelor și stațiilor electrice, ale aparatelor și căilor de curent pentru circuitele cuplurilor transversale, longitudinale, de secționare — curenții maximi de circulație ce pot apărea în diferite regimuri de funcționare.

c) Alegerea barelor și a cablurilor în funcție de condițiile *densității economice de curent* (vezi cap. 3.3.3) se face pe baza curentului maxim de funcționare de durată, fără a se ține seama de capacitatea de supraîncărcare în caz de avarii.

d) Aparatele electrice și căile de curent trebuie verificate la *stabilitatea termică și dinamică* la curenții de scurtcircuit (vezi cap. 3.7) respectiv :

$$I_{max} \geq I_{pt} \text{ și } i_{max} \geq i_{soc}, \quad (3-160)$$

unde I_{max} și i_{max} sînt valoarea eficace și respectiv amplitudinea curentului maxim admisibil, ce caracterizează stabilitatea dinamică a aparatului.

$$I_t^2 \cdot T \geq I_\infty^2 \cdot t_f \text{ sau } I_t \geq I_\infty \sqrt{\frac{t_f}{t}}, \quad (3-161)$$

unde I_t este curentul de stabilitate termică a aparatului, pe care acesta îl poate suporta fără deteriorări în decurs de t secunde.

Verificările în regim de scurtcircuit se fac avîndu-se în vedere următoarele premise :

1. Pentru determinarea stabilității electrodinamice și pentru determinarea curentului și respectiv puterii de rupere a întrerupătoarelor se ia în calcul *curentul de scurtcircuit trifazat*.

2. Pentru determinarea stabilității termice se ia în calcul *curentul de scurtcircuit bifazat sau trifazat*, după cum cantitatea de căldură degajată $Q_k^{(2)}$ sau $Q_k^{(3)}$ este mai ridicată (vezi cap. 3.7.5). În cazurile cînd curentul de scurtcircuit monofazat este mai mare decît al curenților de scurtcircuit bifazat sau trifazat, verificarea căilor de curent și a aparatelor se face la *scurtcircuit monofazat*.

3. La verificarea stabilității termice timpul real de acțiune a curentului de scurtcircuit (t), se determină ca sumă a timpului de funcționare a protecției ce acționează întreruptorul și timpul propriu al întreruptorului.

4. Drept punct de calcul al curentului de scurtcircuit se adoptă punctul din schemă, pentru care aparatele și căile de curent se află în cele mai grele condiții. Excepție face alegerea echipamentelor de pe liniile prevăzute cu bobine de reactanțe, la care aparatele se aleg după curenții de scurtcircuit calculați în aval de reactor. Căile de curent în amonte de reactor se verifică la curenții de scurtcircuit calculați pentru un punct în amonte de bobina de reactanță.

3.8.1. Alegerea întreruptoarelor

Alegerea întreruptoarelor se face cu respectarea condițiilor din tabelul 3.34.

TABELUL 3.34

Condițiile de alegere a întrerupătoarelor.

Parametrii întreruptorului	Condițiile de alegere
Tensiune nominală	$U_n \geq U_{n \text{ instalate}}$
Curentul nominal de durată	$I_n \geq I_{max}$
Curentul maxim admisibil la stabilitate dinamică — Valoarea eficace maximă (curent de rupere) — Amplitudinea maximă (curent de închidere)	$I_{max} \geq I_{pt}$ $I_{pt} \approx I_p \cdot 0,1$ la $U > 35$ kV $I_{pt} \approx I_p \cdot 0,2$ la $U \leq 35$ kV $i_{max} \geq i_{soc}$
Curentul de stabilitate termică, pentru timpul de t secunde	$I_t^2 \cdot t \geq I_\infty^2 \cdot t_f$
Puterea de rupere	$S_{rup} \geq \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{p0,1} \rightarrow U > 35$ kV $S_{rup} \geq \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{p0,2} \rightarrow U \leq 35$ kV

În afară de aceste condiții fundamentale, întreruptoarele se mai aleg și în funcție de:

- condițiile de lucru (interior, exterior, atmosferă poluată etc.);
- principiul de funcționare (cu ulei mult, cu ulei puțin, cu expansină, cu aer comprimat, cu hexaflorură de sulf etc.);
- modul de acționare (cu aer comprimat, oleopneumatic, electric);
- după numărul de faze acționate (cu acționare monofazăată, cu reanclanșare simplă, reanclanșare repetată etc.).

3.8.2. Alegerea separatoarelor

Se face după aceleași condiții ca și la întreruptoare (tabelul 3.34) fără alegerea puterii de rupere.

3.8.3. Alegerea bobinelor de reactanță

Bobinele de reactanță se aleg conform condițiilor din tabelul 3.35.

TABELUL 3.35

Condițiile de alegere ale bobinelor de reactanță.

Parametrii bobinei de reactanță	Condițiile de alegere
Tensiunea nominală	$U_{nr} \geq U_n \text{ instalație}$
Curentul nominal de durată	$I_{nr} \geq I_{max}$
Curentul de stabilitate dinamică (maxim admisibil)	$t_{max} \geq t_{soc}$
Curentul de stabilitate termică pentru timpul de t secunde	$I_t \sqrt{t} \geq I_{\infty} \sqrt{t_f}$
Rezistența inductivă	$X_R \% = 100 \left(\frac{\sum S_{nom}}{S_{PK2}} - \sum X_{cot} \right) \frac{I_{nR}}{I_b} \cdot \frac{U_b}{U_{nR}}$

În cazul reactanțelor în beton cu o reactanță mai mare de 3%, nu este obligatorie verificarea la stabilitate electrodinamică.

Alegerea rezistenței inductive ($x_r\%$) a bobinei de reactanță se face plecînd de la premisa că puterea de rupere corespunzătoare curenților de scurt-circuit în aval de locul de montare a bobinei (fig. 3.85) se limitează la valori inferioare puterilor uzuale de rupere a întreruptoarelor din seriile curenți în fabricație, al căror preț de cost este evident mai scăzut.

Conform figurii 3.85 și a capitolului 3.7, rezistența inductivă a bobinei de reactanță în procente, raportată la curentul nominal (I_{nR}) și tensiunea nominală a reactorului (U_{nR}), se calculează cu relația:

$$x_R \% = 100 \left(\frac{S_{nom}}{S_{PK2}} - x_{cal} \right) \frac{I_{nR}}{I_b} \cdot \frac{U_b}{U_{nR}}, \quad (3-162)$$

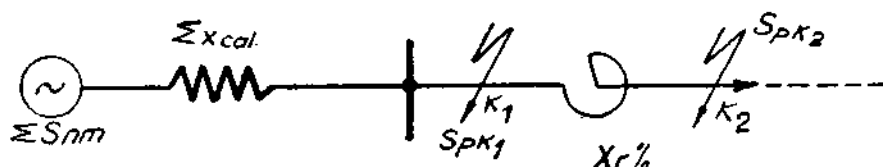


Fig. 3.85. Schema principală de calcul pentru determinarea rezistențelor inductive $X_r\%$ la bobinele de reactanță.

în care :

$S_{nom} G$ este suma puterii surselor ce alimentează locul de scurt-circuit, în MVA ;

S_{pk2} — puterea de rupere impusă în aval de reactor, corespunzătoare punctului de scurtcircuit k_2 în MVA ;

$x_{cal} = \frac{S_{nom} G}{S_{pk1}}$ — reactanța relativă de calcul, raportată la S_b și la punctul de scurtcircuit în amonte de reactor (k_1) ;

$I_b = \frac{S_{nom} G}{\sqrt{3} U_b}$ — curentul nominal corespunzător puterii surselor de alimentare la tensiunea locului de scurtcircuit ;

U_b — tensiunea corespunzătoare locului de scurtcircuit ;

S_{pk1} — puterea de scurtcircuit corespunzătoare punctului k_1 .

Din cataloage se alege un reactor cu $x_r\%$ mai mare sau egală cu reactanța rezultată din calcul și se verifică apoi valoarea exactă a puterii de rupere în punctul k_2 , spre a se vedea dacă este mai mică decât valoarea impusă inițial. Se verifică de asemenea ca tensiunea remanentă pe barele de alimentare, în amonte de reactor, în timpul scurtcircuitului să nu scadă sub 60—70% din tensiunea nominală. Valoarea tensiunii remanente este dată de relația :

$$U_{rem}\% = x_r\% \frac{I_{pk2}}{I_{nr}}, \quad (3-163)$$

în care curentul de scurtcircuit în punctul k_2 , se calculează de regulă la timpul $t=0$.

3.8.4. Alegerea transformatoarelor de curent.

Tabelul 3.36 arată condițiile ce trebuie respectate la alegerea reductoarelor de curent :

TABELUL 3.36

Condițiile de alegere ale transformatoarelor de curent.

Parametrii transformatorului de curent	Condițiile de alegere
Tensiunea nominală	$U_n \geq U_n \text{ instalatie}$
Curentul nominal în primar	$I_{1n} \geq I_{max}$
Curentul nominal în secundar	I_{2n} în funcție de destinația transformatorului, de obicei 5A
Clasa de precizie	conform RET
Puterea nominală în secundar	$S_{2n} \geq S_2$
Multiplu de stabilitate dinamică (sau curent de stabilitate dinamică maximă)	$i_{max} \geq i_{soc}$
$k_d = \frac{i_{max}}{\sqrt{2} I_{1n}}$	$k_d \sqrt{2} I_{1n} \geq i_{soc}$
Multiplu de stabilitate termică (sau curentul de stabilitate termică I_t)	$I_1 \sqrt{T} \geq I_{\infty} \sqrt{T_f}$
$k_t = \frac{I_t}{I_{1n}}$	$k_t I_{1n} \sqrt{T} \geq I_{\infty} \sqrt{T_f}$

Clasa de precizie a transformatoarelor de curent se alege :

- pentru scopuri tehnico-industriale cls. 1 ;
- pentru decontări financiare cls. 0,2—0,5 ;
- pentru laborator cls. 0,1—0,2

Sarcina circuitului secundar al transformatorului de curent S_2 este :

$$S_2 = I_n^2 - Z_2 \quad (3-164)$$

$$Z_2 = \Sigma Z_{aparate} + R_{conductor} + R_{contacte}, \quad (3-165)$$

unde :

Z_2 este impedanța totală a circuitului exterior înfășurării secundare a transformatorului de curent ;

$\Sigma Z_{aparate}$ — suma rezistențelor inseriate ale aparatelor de măsură sau releelor de protecție ;

$R_{conductor}$ — rezistența conductorului de legătură ;

$R_{contacte} = 0,1$ — rezistența contactelor de legătură.

Pentru a se respecta clasa de precizie dorită, este necesar ca secțiunea conductorului de legătură să fie :

$$s \geq \frac{\rho \cdot l_{cal}}{R_{conductor}}, \quad (3-166)$$

unde :

$$R_{conductor} = S_{er} I_{2n}^2 (\Sigma Z_{aparate} + R_{contacte})$$

ρ este rezistivitatea conductorului, în $\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}}$;

l_{cal} — lungimea de calcul a conductorului de legătură, în m.

Se alege în funcție de distanța reală L dintre transformatorul de curent și aparatele conectate, conform fig. 3.86.

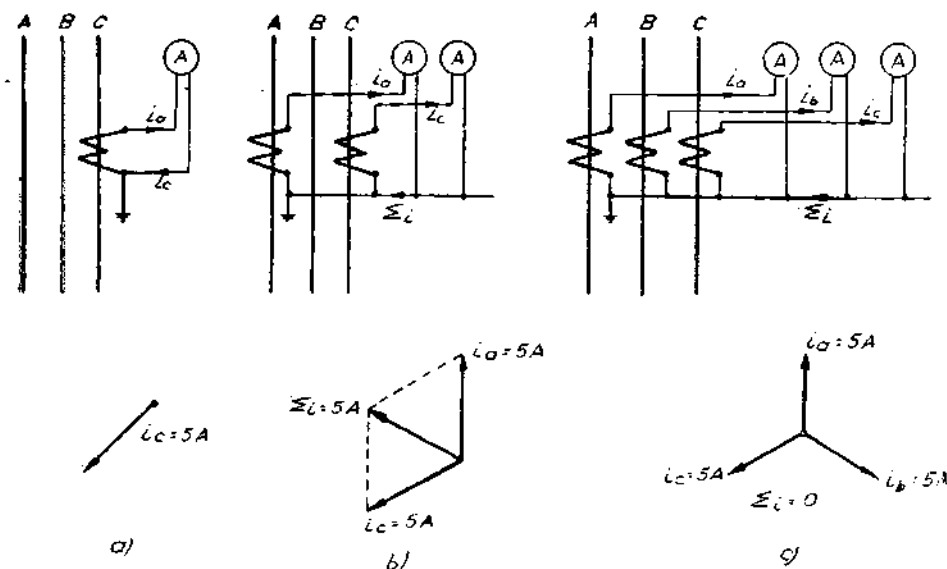


Fig. 3.86. Schema de racordare a aparatelor la transformatoarele de curent :

a) — $l_{cal} = 2L$; b) — $l_{cal} = \sqrt{3}L$; c) — $l_{cal} = L$

Distanța l , de la transformatorul de curent până la izolatorul suport cel mai apropiat, se alege în funcție de efortul admisibil F_{adm} pe capul izolatorului transformatorului :

$$F_{adm} \geq 0,88 \frac{i_{soc}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf}], \quad (3-167)$$

sau

$$l \leq \frac{F_{adm} \cdot a}{0,88 i_{soc}^2} \cdot 10^8 \quad [\text{cm}], \quad (3-168)$$

unde a este distanța dintre faze, în cm.

La alegerea reductoarelor de curent se are în vedere și locul de montare a echipamentului (interior sau exterior), cât și natura materialului izolan (în porțelan, în rășină, în ulei, uscat etc.).

3.8.5. Alegerea transformatoarelor de tensiune

Depinde mai ales de tipul și schema de legătură folosite (tabelul 3.37).

TABELUL 3.37

Condițiile de alegere ale transformatoarelor de tensiune.

Parametrii transformatorului de tensiune	Condițiile de alegere
Tensiunea nominală în primar	$U_{1n} \geq U_n \text{ instalată}$
Tipul și schema de legătură	În funcție de destinația transformatorului (tabelul 3.38)
Clasa de precizie	Conform normelor (RET) (vezi cap. 3.8.4. Transformatori de curent)
Puterea nominală pe fază	$S_n \geq S_2$

Schemele de racordare ale transformatoarelor de tensiune la rețeaua de înaltă tensiune și în circuitele secundare sînt indicate în fig. 3.87.

Puterea consumată de aparatele racordate la transformatoarele de tensiune se calculează conform schemelor și formulelor din tabelul 3.38.

Puterea se determină pentru faza cea mai încărcată :

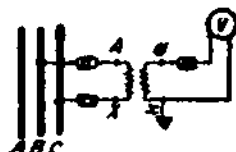
$$S_2 = \sqrt{(\sum P_2)^2 + (\sum Q_2)^2}, \quad (3-169)$$

unde : P_2 și Q_2 sînt sarcina activă și sarcina reactivă, calculate conform tabelului 3.38. Se menționează că puterea S din tabelul 3.38 se referă la un singur circuit în paralel al unui aparat.

Pentru calculele aproximative, puterea totală a sarcinii se poate determina fără folosirea datelor tabelului 3.38, cu ajutorul relației:

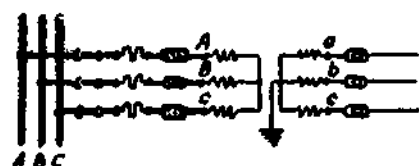
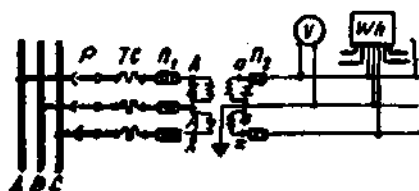
$$S_{N\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S'_{ap} \cos \varphi_{ap})^2 + (\Sigma S'_{ap} \sin \varphi_{ap})^2}, \quad (3-170)$$

în care S'_{ap} este puterea consumată de toate circuitele paralele ale unui aparat.



În acest caz, prin puterea nominală $S_{N\Sigma}$ se înțelege:

- puterea celor trei faze — când transformatoarele sînt legate în stea;
- puterea dublă a unui transformator, pentru transformatoarele monofazate conectate în triunghi deschis (stea incompletă).



3.8.5. Alegerea siguranțelor de înaltă tensiune

A. Siguranțele de înaltă tensiune se aleg după:

- tensiunea nominală ($U_n \geq U_{n\text{ inst}}$);
- curentul nominal de durată ($I_n \geq I_{\text{max}}$);
- curentul de rupere (puterea de rupere).

Verificarea siguranței în regim de scurtcircuit se face prin relația:

$$I_{rup} \geq I_{pt}. \quad (3-171)$$

iar pentru siguranțele limitatoare de curent

$$I_{rup} \geq I_0 \quad (t=0). \quad (3-172)$$

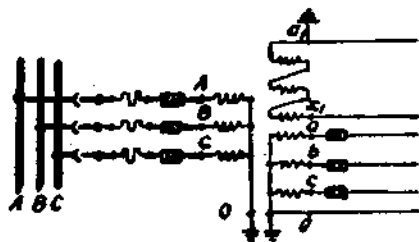
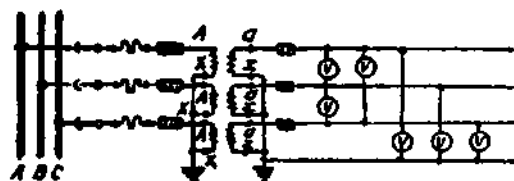


Fig. 3.87. Principalele scheme de racordare a transformatoarelor de tensiune.

Calculul puterii consumate de transformatoarele de tensiune.

Diferite scheme de conectare a înfășurării secundare a transformatorilor de tensiune și a sarcinii	Transformator de tensiune	Transf. de tensiune	Sarcină	Sarcină	
				În treacare	În sarcină
Triunghi deschis stea (incompletă)	a - b	$S_{ab} \cos \varphi_{ab}$	$\sqrt{3} S \cos (\varphi + 30^\circ)$	$S_{ab} \cos \varphi_{ab} + S_{ca} \cos (\varphi_{ca} + 60^\circ)$	
	b - c	$S_{bc} \cos \varphi_{bc}$	$\sqrt{3} S \cos (\varphi - 30^\circ)$	$S_{bc} \cos \varphi_{bc} + S_{ca} \cos (\varphi_{ca} - 60^\circ)$	
Steă	a	$\frac{1}{\sqrt{3}} S_{ab} \cos (\varphi_{ab} - 30^\circ)$	$S \cos \varphi$	$\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{ab} \cos (\varphi_{ab} - 30^\circ) + S_{ca} \cos (\varphi_{ca} + 30^\circ)]$	
	b	$\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{ab} \cos (\varphi_{ab} + 30^\circ) + S_{bc} \cos (\varphi_{bc} - 30^\circ)]$	$S \cos \varphi$	$\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{ab} \cos (\varphi_{ab} + 30^\circ) + S_{bc} \cos (\varphi_{bc} - 30^\circ)]$	
	c	$\frac{1}{\sqrt{3}} S_{bc} \cos (\varphi_{bc} + 30^\circ)$	$S \cos \varphi$	$\frac{1}{\sqrt{3}} [S_{bc} \cos (\varphi_{bc} + 30^\circ) + S_{ca} \cos (\varphi_{ca} - 30^\circ)]$	

Obs. Determinarea puterii reactive Q_2 se face cu aceleași formule cu înlocuirea cosinusului cu sinusul aceluiași unghi.

TABELUL 3.39

Siguranțe de I.T. pentru protejarea transformatoarelor de forță împotriva scurtcircuitelor.

Puterea nominală a transformatorului (trifazică)	Tensiune de linie					
	3kV	6kV	10kV	15kV	20kV	30kV
	Curentul nominal al patronului fuzibil al siguranței ITMRR					
kVA	A	A	A	A	A	A
20	16	10	6	6	6	6
30	25	10	10	6	6	6
50	25	16	10	10	6	6
75	40	25	16	10	10	6
100	40	25	25	16	10	10
125	63	40	25	16	16	10
160	63	40	25	25	16	10
200	100	40	40	25	25	16
250	100	63	40	25	25	16
315	100	63	40	40	25	25
400	150	63	63	40	40	25
500	150	100	63	40	40	25
630	200	100	63	40	40	25
800	2×150	150	100	2×25	40	25
1 000	2×150	150	100	2×40	2×25	40

Siguranțele montate pe partea de înaltă tensiune a transformatoarelor de forță, care protejază transformatoarele împotriva curenților de scurtcircuit, se aleg în funcție de puterea nominală a transformatoarelor protejate, conform tabelului 3.39.

B. Siguranțele de joasă tensiune se aleg conform condițiilor prevăzute la cap. 3.3.1.

3.8.6. Alegerea izolatoarelor de bare

Alegerea izolatoarelor se face la :

- tensiunea nominală $U_n \geq U_n$ instalație ;
- curentul nominal (pentru izolatorii de trecere) : $I_n \geq I_{max}$;
- sarcina admisibilă $F_{tz} \geq F_{calcul}$;

F_{tz} reprezintă sarcina admisibilă pe izolator, în kgf ;

F_{calcul} — forța electrodinamică rezultată din calculul curenților de scurtcircuit pentru deschiderea de bare unde se află montat izolatorul.

- Pentru izolatorii suport (vezi cap. 3.74.) relația 3—136)

$$F_{cal} = 1,76 i_{soc}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf}]$$

- Pentru izolatorii de trecere :

$$F_{cal} = 0,88 i_{soc}^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-8} \quad [\text{kgf}]. \quad (3-173)$$

3.8.7. Alegerea căilor de curent ale instalațiilor electrice

Determinarea secțiunii barelor pentru stațiile electrice și cablurilor electrice se face cu respectarea condițiilor din tabelul 3.40.

TABELUL 3.40

Condițiile de alegere a căilor de curent.

Parametri nominali ai instalației	Condițiile de alegere	Observații
Tensiunea nominală	$U_n \geq U_R$ instalație	Numai pentru cabluri
Curentul nominal de durată	$I_n \geq I_{max}$	
Efortul în material	$\sigma_{adm} \geq \sigma$ calcul	Numai pentru bare
Temperatură maximă admisibilă în regim de scurtcircuit	$\theta_{max} \geq \theta_k$	

σ_{cal} este efortul ce apare în bare — σ_b în cazul curenților de scurtcircuit — și se determină conform calculelor din capitolul 3.7.4;

θ_k — temperatura maximă admisă în regim de scurtcircuit și se determină conform metodologiei indicată în capitolul 3.7.5;

I_n — curentul nominal în conductor (bară sau cablu) ce depinde de secțiunea conductorului, de natura lui, de condițiile de lucru și se alege din tabelele indicate în capitolul 3.3.

3.8.8. Alegerea descărcătoarelor

Descărcătoarele se aleg în funcție de tipul lor, de natura, parametrii și nivelul de lucru al izolației instalației ce o protejează.

A. Descărcătoarele cu coarne se folosesc mai ales la protecția posturilor de transformare de medie tensiune ($U=6-35$ kV) și se aleg conform datelor din tabelul 3.41.

Caracteristicile descărcătoarelor cu coarne folosite în

Nr. crt.	Tensiunea nominală a instalației în kV	Nivelul de ținere al izolației		Valoarea intervalului de amorsare mm		Tensiunea de amorsare la impuls 1/50 μ s kVmax.
		1/50 μ s kV max	50Hz kV ef	Tip* d1+d2	Tip** d	
1	6	70	27	29	16	45
2	10	85	35	40	25	62
3	(15)	110	45	52	35	82
4	20	145	75	66	46	105
5	(25)	175	90	—	100	80-130
6	(35)	230	120	—	150	100-160

* — Descărcătoare cu coarne cu două intervale de amorsare și electrod antipăsare.

** — Descărcătoare cu coarne cu un singur interval de amorsare.

Alegerea se face ținându-se seama de următoarele :

a) *Tensiunea nominală* : $U_n \geq U_n \text{ inst.}$

b) *Tensiunea de amorsare a descărcătorului la impuls*, care se reglează prin variația intervalelor de amorsare, se stabilește prin relația :

$$U_{\text{amorsare la impuls}} = \frac{U_{\text{ținere}}}{k_1} \quad [\text{kV}], \quad (3-174)$$

în care :

$U_{\text{ținere}}$ este tensiunea de ținere a izolației instalației protejate, în kV ;

k_1 — coeficientul de protecție.

c) *Tensiunea de amorsare la 50 Hz* a descărcătorului se determină :

$$U_{\text{amorsare la 50 Hz}} = U_f \cdot K_c \quad [\text{kV}], \quad (3-175)$$

în care :

U_f este tensiunea pe fază a instalației protejate în regim normal de exploatare, în kV ;

K_c — coeficient de siguranță la supratensiune de comutație.

B. *Alegerea descărcătoarelor cu rezistență variabilă* trebuie să se facă luându-se în considerare următorii parametri :

a) *Tensiunea maximă admisă pe descărcător* ($U_{\text{max descărcător}}$), care corespunde tensiunii de stingere a descărcătorului, trebuie să fie mai mare decât tensiunea maximă de lucru (U_{max}) ce poate să apară la bornele descărcătorului :

$$U_{\text{max descărcător}} \geq U_{\text{max}} \quad (3-176)$$

În rețelele cu neutrul izolat :

$$U_{\text{max descărcător}} = 1,1 U_L, \quad (3-177)$$

TABELUL 3.41

instalații cu tensiuni nominale de 6–20 kV.

Tensiunea de amorsare la 50Hz kVef.		Coeficient de protecție k_1	Coeficientul de siguranță la supratensiunea de comutație	
Tip* d1+d2	Tip** d		Tip * d1 + d2	Tip * * d
17–18	22–25	1,55	4,9 – 5,2	6,38 – 7,2
19–22	28–32	1,37	3,3 – 3,82	4,85 – 5,55
23–24	32–37	1,34	2,64 – 2,76	3,68 – 4,25
26–28	36–42	1,38	2,26 – 2,42	3,12 – 3,65
—	45–65	2,18 – 1,35	—	5,55 – 9
—	65–90	2,30 – 1,43	—	5 – 9

unde :

U_L este tensiunea maximă de linie a rețelei;

1,1 — coeficient de siguranță.

În mod uzual, la rețelele cu neutrul pus direct la pământ $U_{max} = (0,7 - 0,85) U_L$

b) Tensiunea de amorsare la frecvență industrială a descărcătorului trebuie să fie :

$$U_{amorsare\ 50\ Hz} \geq 1,8 U_{max} \quad (3-178)$$

c) Tensiunea de amorsare la impuls trebuie să fie 0,6—0,75 din tensiunea de ținare a instalației protejate.

d) Capacitatea de trecere (curentul admisibil la unde de impuls și la supra-tensiuni interne).

La alegerea descărcătorului cu rezistență variabilă se verifică dacă energia care este posibil să fie disipată de descărcător este mai mare decât energia capacitivă a liniei, calculată la tensiunea de amorsare la frecvența industrială a descărcătorului.

Capacitatea de desipare a descărcătorului :

$$W_d = U_{amorsare\ 50\ Hz} \cdot I_d \cdot t \quad [\text{kVAS}], \quad (3-179)$$

unde :

$U_{amorsare\ 50\ Hz}$ este tensiunea de amorsare la frecvența industrială, în kV;

I_d — curentul maxim admis pe descărcător la timpul de 2000 μs , în A;

t — timpul de 2000 μs (în s).

Energia capacitivă a liniei se calculează cu formula :

$$W_L = U_{amorsare\ 50\ Hz}^2 \cdot \omega \cdot C \cdot l \quad [\text{kVAS}], \quad (3-180)$$

în care ω și C sînt pulsația și, respectiv, capacitatea rețelei. De regulă, energia capacitivă a liniei se ia din tabele (vezi tabelul 3.42).

TABELUL 3.42

Energia capacitivă a liniilor electrice.

Tensiunea de amorsare, în kVef	540	575	600	765
Energia capacitivă a liniei, în kVAS	613	696	760	1 200

e) Nivelul de protecție K se definește :

$$K = \frac{N_p}{U_{setag}} \approx 2,5, \quad (3-181)$$

unde :

N_p este valoarea maximă între tensiunea de amorsare 100 % la impuls și tensiunea reziduală nominală ;

U_{sting} — tensiunea de stingere a descărcătorului, aproximativ egală cu U_{nom} .

Raportul dintre tensiunea de ținare a izolației la impuls și N_p se definește ca raportul de protecție C :

$$C = \frac{U_{ținere}}{N_p} = 1,2 - 1,3. \quad (3-182)$$

Descărcătorul se consideră bine ales cînd nivelul său de protecție $K \geq 2,5$ și raportul de protecție $C \geq 1,2$, la o tensiune reziduală cît mai mică.

Caracteristicile descărcătoarelor cu rezistență variabilă sînt date în tabelul 3.43.

C. La alegerea descărcătoarelor cu expulsie (tubulare) se iau în considerare :

a) Tensiunea nominală a descărcătorului care trebuie să corespundă tensiunii nominale a rețelei unde este montat :

$$U_n \geq U_n \text{ instalatie.}$$

b) Valorile maxime și minime ale curenților de stingere trebuie să se aleagă astfel încît valoarea minimă să fie mai mică decît curentul de scurtcircuit minim posibil în locul de montare, iar valoarea maximă să fie mai mare decît curentul de scurtcircuit maxim posibil în punctul respectiv al rețelei.

Curentul de scurtcircuit se calculează la $t=0,01$ s. În regim maxim se consideră conectate toate sursele, iar în regim minim sursele puternice din apropierea locului de montare a descărcătorului se consideră deconectate.

c) Regimul de lucru al neutrului rețelei, care impune valoarea curenților de scurtcircuit :

— În rețelele cu neutrul izolat, curentul maxim de stingere trebuie să fie mai mare decît curentul de scurtcircuit trifazat la locul de montare în regim maxim, cu considerarea componentei aperiodeice. Curentul minim de stingere trebuie să fie mai mic decît curentul de scurtcircuit bifazat în regim minim, fără considerarea componentei aperiodeice.

— În rețelele cu neutrul legat la pămînt, curentul maxim de stingere trebuie să fie mai mare decît curentul de scurtcircuit la locul de montare în regim maxim, cu considerarea componentei aperiodeice, luîndu-se valoarea cea mai mare care rezultă din calculul curentului de scurtcircuit trifazat sau monofazat. Curentul minim de stingere trebuie să fie mai mic decît curentul de scurtcircuit monofazat sau bifazat în regim minim, fără considerarea componentei aperiodeice.

d) Caracteristica tensiune-timp (V-s) a descărcătorului trebuie să fie cu 20--30 % sub caracteristica corespunzătoare a izolației protejate.

TABELUL 3.43

Caracteristicile descărcătoarelor cu rezistență variabilă freibent folosite în R.S.R.

Tensiunea nominală kV	Tipul descărcătorului	Firma producătoare (țara)	Tensiunea nominală a descărcătorului kVef	Tensiunea maximă admisibilă pe descărcător kVef	Tensiunea de amor- tare la frecvență industrială kV ef	Tensiunea de amor- tare 100% la impuls kV max	Curentul de impuls kA max	Tensiunea reziduală nominală kV max	Curentul admisibil pe descărcător la unde rectangulare de 2000 p.s. A	Curent maxim admi- sibil la scurtcircuit kA	Nivelul relativ de protecție K	Raportul de protecție C
6	DRVS-6	România	6	7,5	14 - 18	27	5	27	-	-	3,6	2,22
10	DRVS-10	România	10	12	25 - 30	40	5	40	-	-	3,33	1,88
10	RVP-10	U.R.S.S.	15	12,7	26 - 30,5	50	5	50	-	-	3,27	1,81
15	DRVS-15	România	15	18	37 - 45	60	10	0	-	-	3,34	1,58
15	RVS-15	U.R.S.S.	20	21	41	75	10	71	-	-	3,57	1,27
20	RVS-20	U.R.S.S.	35	25	45	85	10	86	-	-	3,44	1,45
35	RVS-35	U.R.S.S.	110	42	80	130	10	140	-	-	3,34	1,39
110	RVS-110	U.R.S.S.	220	96	224	340	10	360	-	-	3,75	1,53
220	RVS-220	U.R.S.S.	220	192	445	680	10	720	-	-	3,75	3,46
220	RVMG 220	U.R.S.S.	195	200	340 - 390	570	10	570	400	-	2,85	1,84
220	XAL-195	ASEA	199	195	300 - 340	440 ± 10%	10	510	300	40 (0,2 s)	2,62	2,06
220	HKFP-199	Brown-Boveri	199	199	315 - 380	400 - 500	100	500	600	40 (0,6 s)	2,51	2,1
400	XAL-390	ASEA	390	390	590	890 ± 10%	10	1 010	800	40 (0,2 s)	2,59	1,53

Alegerea intervalului de amorsare a descărcătorului cu expulsie trebuie făcută astfel încât să se evite funcționarea la supratensiuni interne și amorsări intempestive în regim normal de funcționare. În tabelul 3.44 sunt indicate valorile minime admisibile ale intervalelor de amorsare exterioare.

TABELUL 3.44

Valorile minime admisibile ale intervalelor de amorsare exterioare la descărcătoarele tubulare

Tipul rețelei		Cu neutrul izolat						Cu neutrul legat la pământ
Tensiunea nominală	kV	3-6	10	15	20	35	110	
Valoarea intervalelor de amorsare	mm	10	15	≈20	40	60	250	

3.9. TRATAREA NEUTRULUI

Din punctul de vedere al tratării neutrului, rețelele electrice pot fi: cu neutrul izolat, cu neutrul tratat (pus la pământ prin intermediul unei bobine de stingere) și cu neutrul legat direct la pământ.

3.9.1. Rețelele cu neutrul izolat

Funcționarea normală a unei rețele cu neutrul izolat ca și diagrama vectorială corespunzătoare unei funcționări cu sarcini simetrice este indicată în fig. 3.88.

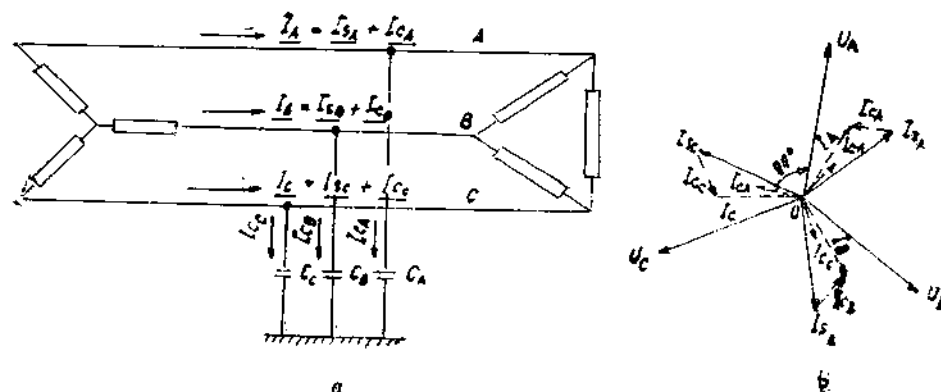


Fig. 3.88. Rețea cu neutrul izolat în regim normal;
a — schema rețelei; b — diagrama fazorială.

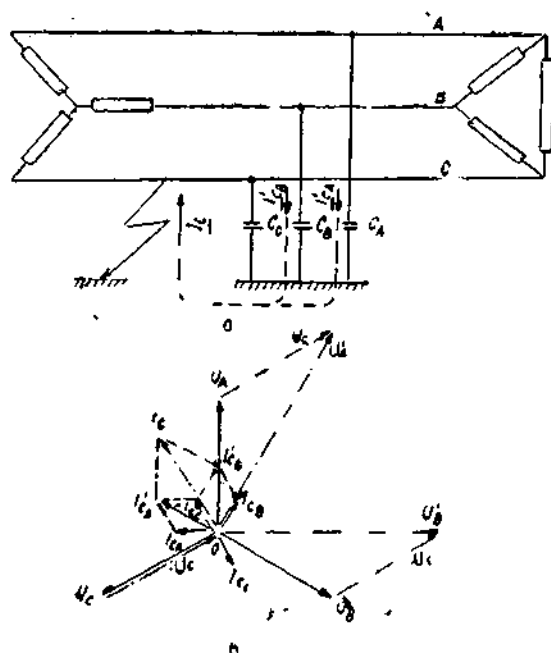


Fig. 3.89. Rețea cu neutrul izolat în regim de avarie (punere la pământ):

a — schema rețelei; b — diagrama fazorială.

C — capacitatea față de pământ a unei faze a rețelei, în F.

În cazul cînd arcul electric de punere la pământ al rețelei este instabil (pentru $5A < I_c < 10A$ la $U \leq 35$ și $5A \leq I_c \leq 30A$ la $U \geq 35$ kV), pot apare supratensiuni în rețea de ordinul $(3,5-4) U_f$. În asemenea situații funcționarea cu două faze devine periculoasă, putînd provoca conturnarea izolației pe o fază sănătoasă a rețelei.

În cazul cînd curenții de punere la pământ sînt mici ($I_c < 5A$), se permite funcționarea în două faze.

3.9.2. Tratarea neutrului cu bobine de stingere

Bobinele de stingere (compensare) au rolul de a compensa curentul capacitiv de punere la pământ, astfel încît curentul produs la locul de punere la pământ să fie cît mai mic. Reactanța bobinei este reglabilă.

În regim normal, prin bobina de stingere nu trece nici un curent, deoarece potențialul neutrului în raport cu pământul este zero. Cînd una din faze este pusă la pământ (fig. 3.90), prin bobină trece un curent:

$$I_L = -j \frac{U_f}{\omega L} \quad [A], \quad (3-184)$$

unde L este inductanța bobinei.

În regim de avarie, cînd una din faze este pusă la pământ (fig. 3.89), tensiunile dintre faze și curenții de sarcină nu sînt afectați, în schimb tensiunea de fază a fazelor sănătoase crește cu $\sqrt{3}$, iar tensiunea pe faza avariata devine zero. Curenții capacitivi nu mai sînt simetrici, curentul capacitiv rezultat diferă de zero, închizîndu-se prin arcul punerii la pământ al fazei avariate. Curentul de punere la pământ (I_c) este:

$$I_c = 3j U_f \omega C \quad [A], \quad (3-183)$$

unde:

U_f este tensiunea pe fază a rețelei, în V;
 $\omega = 314$ — pulsația rețelei;

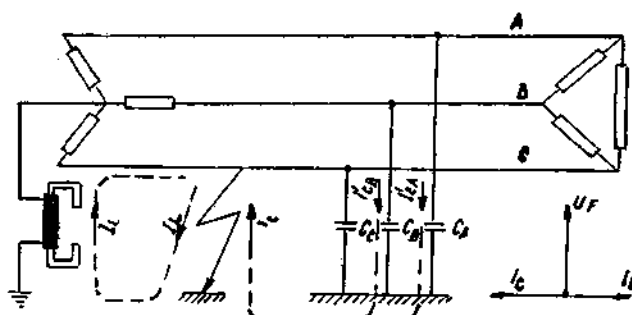


Fig. 3.90. Rețea cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere.

Curentul la locul de punere la pământ :

$$I_p = I_L + I_C = jU_f \left(2\omega C - \frac{1}{\omega L} \right) \quad [\text{A}]. \quad (3-185)$$

Compensarea este perfectă cînd $I_p = 0$, adică îndeplinește condiția :

$$3\omega^2 L \cdot C - 1 = 0. \quad (3-186)$$

Practic, în funcție de valoarea curentului capacitiv, se reglează inductanța bobinei, încît curentul de punere la pământ (I_p) să aibă o valoare cît mai mică, astfel încît rețeaua poate funcționa un timp limitat cu o fază pusă la pământ.

Compensarea se face de regulă cu un dezacord de circa 15—20% în sensul supracompensării.

3.9.3. Rețele cu neutrul legat direct la pământ

Pentru rețelele cu tensiuni superioare tensiunii de 110 kV, neutrul se leagă direct la pământ (fig. 3.91). În acest caz, orice punere la pământ devine un scurtcircuit monofazat și protecția deconectează automat circuitul, defectul înlăturîndu-se imediat. Introducerea reanclanșărilor automate rapide monofazate a rezolvat în mare măsură și creșterea siguranței alimentării consumatorilor.

Dezavantajul funcționării cu neutrul legat direct la pământ constă în afectarea circuitelor de telecomunicații în vecinătatea rețelei străbătute de curentul de scurtcircuit monofazat.

Din punct de vedere al tensiunilor pe fază, din cauză că rezistența de

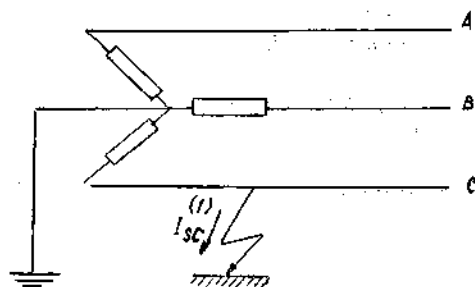


Fig. 3.91. Rețea cu neutrul legat direct la pământ.

punere la pământ nu este practic nulă, iar curentul de scurtcircuit monofazat are valori mari, potențialul punctului neutru nu este egal cu zero. Spre a nu avea supratensiuni inadmisibile pe fazele sănătoase (normele admit o creștere de maximum $1,4 U_f$), se recomandă ca raportul dintre reactanța homopolară echivalentă a sistemului redus la punctul de scurtcircuit monofazat (X_0) și reactanța echivalentă directă a sistemului (X_1) redus la același punct, să satisfacă condiția :

$$1 < \frac{X_0}{X_1} < 3. \quad (3-187)$$

Acest lucru se realizează prin variația numărului de puncte neutre ce se leagă direct la pământ într-un sistem electric. Este indicat ca la stațiile de capăt cel puțin un transformator și să aibă neutrul legat la pământ.

3.10. LEGAREA LA PĂMÎNT A INSTALAȚIILOR ELECTRICE

Legarea la pământ a instalațiilor electrice poate fi :

— *de protecție*, cînd se realizează legarea rigidă la pământ a unui element conductor component al unui echipament sau al unei instalații electrice care face parte din circuitul de lucru, pentru a proteja personalul împotriva unei tensiuni de atingere sau de pas periculoase, în caz de defect (exemplu : punerea la pământ a carcaselor echipamentelor electrice, a îngrădirilor și construcțiilor metalice din stațiile electrice etc.).

— *de exploatare*, cînd se pune la pământ un element component al instalației, care face parte din circuitul de lucru (exemplu : legarea la pământ a punctelor neutre ale înfășurărilor mașinilor și transformatoarelor electrice, a conductoarelor la nul).

Conductoarele de legare la pământ aparținînd instalației de legare la pământ stabile sînt :

a) *Conductoarele principale* de legare la pământ, care constituie, de regulă, *centura interioară* de punere la pământ. Se montează aparent și trebuie să aibă o secțiune de minimum 100 mm^2 la oțel (de regulă, platbandă de $4 \times 30 \text{ mm}^2$) sau de 25 mm^2 cînd sînt confecționate din cupru ;

b) *Conductoarele de ramificație*, care stabilesc legătura între elementele ce se leagă la pământ și un conductor principal de legare la pământ. Se montează aparent și sînt confecționate din platbandă de oțel cu secțiunea de minimum 50 mm^2 (se recomandă $3 \times 20 \text{ mm}^2$) ;

c) *Centura exterioară sau conductoarele*, care stabilesc legătura între conductoarele principale de legare la pământ și prizele de pământ respective. Se montează îngropate în exterior la o adîncime de minimum $0,6 \text{ m}$ și se confecționează din oțel cu secțiunea de minimum 100 mm^2 , cu o grosime de 4 mm (se recomandă $4 \times 40 \text{ mm}^2$).

Se recomandă ca centura interioară și centura exterioară să fie în formă de bucle închise. Dimensionarea centurilor se face așa fel încît la trecerea curen-

tilor de punere la pământ temperatura lor să nu depășească 200°C în medii cu pericol de incendiu și 300°C dacă nu există astfel de pericol.

Instalațiile electrice mai pot fi puse la pământ și cu *dispozitivele mobile de scurtcircuitare și punere la pământ*. Acestea se folosesc pentru legarea temporară la pământ a elementelor conductoare făcând parte din circuitele de lucru (scoase de sub tensiune), în vederea realizării protecției împotriva electrocutării prin atingere directă în timpul executării lucrărilor în instalația respectivă.

Instalațiile electrice cu tensiunea de peste 1 kV au instalația de legare la pământ separată de cea a instalațiilor electrice cu tensiunea de sub 1 kV.

Se poate folosi o instalație comună de legare la pământ atât pentru instalațiile de înaltă cât și de joasă tensiune, numai la centralele, stațiile electrice și posturile de transformare la care partea de joasă tensiune nu alimentează consumatori externi.

3.10.1. Prizele de pământ

Prizele de pământ pot fi:

— *naturale*, alcătuite din părți metalice introduse în pământ pentru alte scopuri (conducte apă-canal, conducte gaze, mantale metalice ale rețelei de cable subterane etc.);

— *artificiale*, instalate special pentru scopuri de protecție, cu electrozi din țevi sau profile de oțel și benzi de oțel;

— *mixte*, compuse din prize naturale completate și legate cu prize artificiale.

Rezistența totală de trecere la pământ a instalației de legare la pământ trebuie să fie mai mică de 4Ω. Această valoare se obține prin alegerea unui număr n de prize de pământ verticale, legate între ele cu elemente de plat-bandă (ce constituie o priză orizontală cu rezistență de trecere la pământ r_b).

Rezistența de trecere la pământ a diferitelor tipuri de electrozi (prize) r_p se calculează cu formulele:

— *electrozi verticali din țevă*:

$$r_p = 0,183 \frac{\rho}{l} \log \left[\left(\frac{2l}{a} \right)^2 \cdot \frac{4l+l}{4l-l} \right] \quad [\Omega]; \quad (3-188)$$

— *electrozi în formă de bandă*, îngropați în pământ la adâncimea h (pentru lungimea $l \geq 5h$):

$$r_p = 0,366 \frac{\rho}{l} \log \frac{2l^2}{hb} \quad [\Omega]; \quad (3-189)$$

— *electrozi din oțel rotund*:

$$r_p = 0,366 \frac{\rho}{l} \log \frac{l^2}{hd} \quad [\Omega], \quad (3-190)$$

în care :

$\rho = (0,1-30) 10^4 \Omega \cdot \text{cm}$ — rezistivitatea solului, valorile sale sînt date în tabelul 3.45;

l — lungimea electrodului, în cm;

$t = q + \frac{l}{2}$, q fiind distanța, în cm, de la partea superioară a electrodului pîna la suprafața solului;

d — diametrul electrodului, în cm;

b — lățimea electrodului, în cm.

TABELUL 3.45

Rezistențele specifice, în $10^4 \Omega \cdot \text{cm}$, ale principalelor soluri și ale apelor.

Natura solului	Limitele valorilor în funcție de umiditate și conținutul în săruri	valorile recomandate prin calcule prealabile	Coeficienți de corecție		
			α_1	α_2	α_3
Sol pietros	20-40	30	2,5	1,50	1,2
Pietriș cu nisip	3-20	12	1,5	1,3	1,2
Nisip	4-10	4	2,4	1,56	1,2
Pămînt nisipos	1,5-4	3	1,8	1,2	1,10
Loess	1-3	2,5	—	—	—
Pămînt argilos	0,4-1,5	0,8	2,0	1,5	1,4
Argile	0,2-1	0,6	2,4	1,36	1,2
Cernoziomuri	0,1-0,7	0,5	—	1,32	1,2
Turbă	0,1-0,7	0,2	1,4	1,1	1,0
Apă de rîu	0,2-0,5	0,5	—	—	—
Apă de iaz	0,4-0,5	0,5	—	—	—
Apă de mare	0,05-0,01	0,05	—	—	—

Observații:

1 — Coeficienții de corecție sînt dați pentru adîncimi de îngropare de peste 0,8 m;

2 — În calcul se ia valoarea rezistențelor măsurate, înmulțite cu unul dintre coeficienți, și anume:

α_1 — cînd măsurarea s-a făcut cu solul foarte umed;

α_2 — dacă la măsurare solul avea o umezeală medie;

α_3 — dacă măsurarea s-a făcut cînd solul era uscat.

3 — Pentru prize de suprafață (benzi) cu electrozi îngropați între 0,5 m și 0,8 m, indiferent de natura solului se va lua: $\alpha_1=3$; $\alpha_2=2$; $\alpha_3=1,6$.

— Rezistența unei prize (R_p) formată din mai mulți electrozi identici, legați între ei, este dată de relația:

$$R_p = \frac{r_p}{u \cdot n}, \quad (3-191)$$

în care :

n este numărul electrozilor;

$u < 1$ — coeficientul de utilizare a electrozilor, conform tabelului 3.46.

TABELUL 3.46

Coefficienții de utilizare ai electrozilor verticali, cu luarea în considerare a efectului benzii de legătură.

Numărul electrozilor verticali	Coeficientul de utilizare u pentru raportul a/e , intervalul dintre electrozi și lungimea acestuia egal cu:					
	3	2	1	3	2	
	Electrozi pe un rând			Electrozi pe un contur închis		
5	0,90	0,85	0,72	0,71	0,5	0,41
10	0,79	0,70	0,59	0,55	0,39	0,33
20	0,65	0,55	0,40	0,44	0,32	0,27
30	0,57	0,45	0,30	0,40	0,30	0,23
50	0,49	0,35	0,21	0,37	0,27	0,21
70	0,46	0,33	0,19	0,35	0,35	0,19
100	—	—	—	0,33	0,24	0,19

Avându-se în vedere și rezistența de trecere la pământ a benzilor de legătură r_b , rezistența echivalentă R_{ech} a prizei de pământ formată din n electrozi verticali (de rezistență r_p), legați între ei printr-o bandă de legătură, este dată de expresia :

$$R_{ech} = \frac{r_p \cdot r_b}{r_p + n \cdot r_b} \cdot \frac{1}{u} \quad (3-192)$$

Numărul de electrozi n , de rezistență r_p , montați pe centura de lungime dată l , spre a obține o rezistență echivalentă R_{ech} , este :

$$n = \frac{r_p}{u \cdot R_{ech}} - \frac{r_b}{r_p} \quad (3-193)$$

Rezistența de trecere (R_n), în ohmi, a prizelor naturale este dată în tabelul 3.47, pentru o țevă de apă de circa 2" și mantaua metalică a unui cablu subteran.

TABELUL 3.47

Rezistența de trecere, în Ω , a prizelor naturale.

Lungimea prizei naturale, în m	100	200	300	500	1000
Rezistența de trecere pentru țevă de apă (Ω)	0,4	0,38	0,36	0,33	0,28
Rezistența de trecere pentru incinta unui cablu electric (Ω)	1,15	1,06	0,98	0,93	0,71

Valoarea rezistenței R_a a unei prize artificiale destinată să îmbunătățească o priză naturală existentă (R_n), spre a se ajunge la o rezistență echivalentă (R_{ech}), este dată de relația :

$$R_a = \frac{R_{ech} \cdot R_n}{R_n - R_{ech}} \quad [\Omega]. \quad (3-194)$$

UTILIZAREA ENERGIEI ELECTRICE

În conformitate cu prescripțiile Ministrului energiei electrice, receptoarele de energie electrică se clasifică în trei categorii:

— categoria I-a cuprinde receptoarele care, practic, nu admit întrerupere în alimentarea cu energie electrică, întreruperile fiind mult prea grave pentru activitatea social-economică;

— categoria a II-a include consumatori la care întreruperea provoacă, practic, o nerealizare a producției proporțională cu durata întreruperii și puterea absorbită;

— categoria a III-a cuprinde consumatori mai puțin pretențioși, la care întreruperea în alimentarea cu energie electrică nu se soldează cu pagube nerecuperabile pentru economia națională.

Variațiile admise de tensiune la consumatori în regim normal de lucru sînt de $\pm 5\%$ față de tensiunea nominală.

Căderile de tensiune admise la consumatori în regim normal de exploatare sînt:

- pentru iluminat 3%;
- pentru circuitele de forță 5%.

În cazul alimentării de la posturi de transformare, căderea totală de tensiune de la tabloul general al postului pînă la oricare receptor nu va depăși:

- 8% pentru instalațiile de iluminat alimentate la 110 sau 220 V;
- 10% pentru instalațiile de forță.

Alimentările de rezervă ale consumatorilor se realizează obișnuit, conform schemelor din fig. 4.1 și 4.2, în funcție de gradul de siguranță urmărit.

Regimurile de funcționare ale consumatorilor pot fi:

— *regimuri de lungă durată*, la care receptoarele ajung la temperaturi practic stabile în funcționare;

— *regimuri de scurtă durată*, în care perioada de funcționare este mai scurtă decît cea necesară pentru atingerea unei temperaturi stabile, iar perioadele de repaus sînt lungi, astfel încît receptoarele se răcesc la temperatura mediului ambiant;

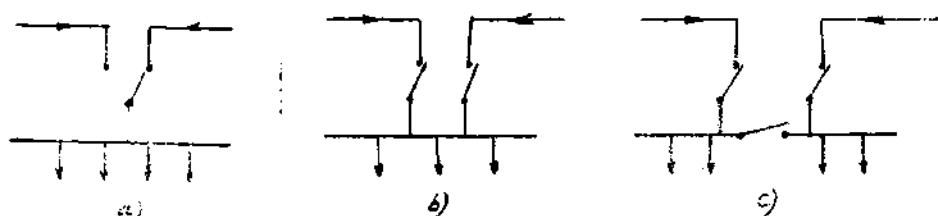


Fig. 4.1. Dubla alimentare a unui tablou :

a — cu comutator ; b — cu două întreruptoare ; c — cu două întreruptoare și bară secționată.

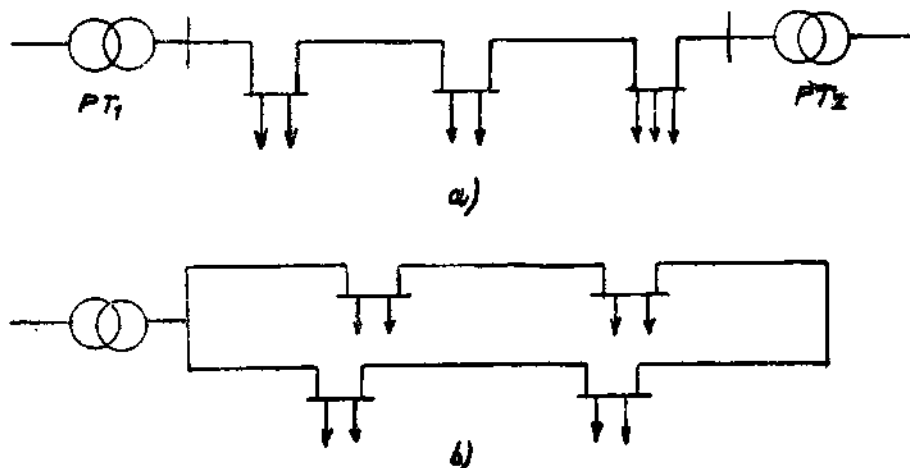


Fig. 4.2. Alimentarea în buclă a unui tablou :

a — de la două posturi de transformare ; b — de la un singur post de transformare ;

— regimuri intermitente de scurtă durată, în care perioadele de lucru alternează cu pauzele în ciclu de maximum 10 minute. Raportul între durata perioadei de lucru și durata ciclului se numește *durată relativă de conectare* sau de *anclanșare* (DA) și pentru motoarele electrice are valori de 0,15 ; 0,25 ; 0,4 ; și 0,6. Pentru motoarele cu regim de lungă durată $DA=1$.

Dimensionarea circuitelor de alimentare ale consumatorilor se face după puterea de calcul, definită ca o putere activă convențională ce produce în elementele rețelei același efect de încălzire ca și sarcina variabilă, într-un interval de timp determinat, în perioada de încărcare maximă. Raportul dintre *puterea cerută* și *puterea instalată* a consumatorilor se numește *coeficient de cerere* (vezi cap. 4.2).

În ceea ce privește puterea instalată (P_{inst}), utilizată în formula (4-8), are următoarele semnificații :

— pentru instalațiile de iluminat este egală cu suma puterilor nominale ale lămpilor electrice ($P_{inst}=\Sigma P$) ;

— pentru motoarele electrice cu regim permanent de lucru, P_{inst} este egală cu puterea nominală a motorului ($P_{inst}=P_n$);

— pentru motoarele cu regim de lucru intermitent avînd o durată relativă de anclanşare (DA), $P_{inst}=P_n\sqrt{DA}$, în care P_n este puterea dezvoltată la DA nominală;

— pentru cuptoarele electrice cu rezistenţe alimentate direct, $P_{inst}=P_n$ în care P_n este puterea nominală a cuptorului;

— pentru cuptoarele electrice de orice fel alimentate prin transformator propriu, $P_{inst}=S_n \cdot \cos \varphi_n$, în care S_n este puterea aparentă a transformatorului, iar $\cos \varphi_n$ — factorul de putere la sarcina nominală;

— pentru grupuri redresoare şi pentru convertizoare rotative folosite la producerea curentului continuu, $P_{inst}=U I=P_n$ (puterea nominală debitată în curent continuu);

— pentru convertizoarele folosite la producerea curenţilor alternativi de diferite frecvenţe, $P_{inst}=U I \cos \varphi_n$ pentru curent monofazat, $P_{inst}=\sqrt{3} U I \cos \varphi_n$ pentru curent trifazat, în care U şi I sînt valorile nominale ale tensiunii şi curentului generatorului.

Determinarea pierderilor de putere în reţelele şi transformatoarele electrice se calculează cu următoarele formule:

A. *Pierderile de putere activă:*

a) pentru linii electrice (L E A , cabluri):

$$\Delta P = 3RI^2; \quad [W] \quad (4-1)$$

b) pentru bobine de reactanţă:

$$\Delta P = 3 \cdot \Delta P_{nf} \beta^2, \quad [W] \quad (4-2)$$

ΔP_{nf} — fiind pierderile la curentul nominal pe o fază, indicate de către fabrica furnizoare;

c) pentru transformatoare:

$$\Delta P = \Delta P_{Fe} + \beta^2 \Delta P_{Cu}, \quad [kW] \quad (4-3)$$

ΔP_{Fe} şi ΔP_{Cu} reprezentînd pierderile în fier, respectiv în cupru ale transformatorului.

B. *Pierderile de putere reactivă inductivă:*

a) în linii electrice:

$$\Delta Q = 3XI^2; \quad [var] \quad (4-4)$$

b) în bobine de reactanţă:

$$\Delta Q = 3 \cdot \Delta Q_{nf} \cdot \beta^2, \quad [kvar] \quad (4-5)$$

unde:

$\Delta Q_{nf} = x\% \frac{UI}{\sqrt{3}} \cdot 10^{-5}$ — pierdere de putere reactivă la regim nominal pe o fază, în kvar, U şi I fiind tensiunea, în V, şi curentul, în A, ale bobinelor de reactanţă;

c) în transformatoare :

$$\Delta Q = S_{n\ tr} \cdot \frac{i_0\%}{100} + S_{n\ tr} \cdot \frac{u_{sc}\%}{100} \quad [\text{kvar}], \quad (4-6)$$

unde :

$S_{n\ tr}$ este puterea nominală a transformatorului, în kvar ;

$i_0\%$ — curentul de mers în gol, în procente ;

$u_{sc}\%$ — tensiunea de scurtcircuit, în procente.

C. Pierderile de putere reactivă capacitivă în cabluri și linii aeriene :

$$Q = 3I_c U_n \cdot 10^{-3} \quad [\text{kvar}], \quad (4-7)$$

unde :

$I_c = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \omega C_e l$ — curentul capacitiv absorbit de cablu, în A.

U_n — tensiunea nominală a rețelei, între faze, în V ;

$\omega = 2\pi f$ — pulsația ;

l — lungimea circuitului, în km ;

C_e — capacitatea de exploatare a circuitelor în $\mu F/\text{km}$.

În formulele de la 4-1 până la 4-7 s-au mai notat :

I — curentul corespunzător puterii cerute, în A ;

R — rezistența unui conductor pe fază, în Ω ;

X — reactanța unui conductor, pe fază, în Ω ;

$\beta = \frac{I}{I_n}$ — gradul de încărcare la transformatoare, bobine de reactanță etc.

4.1. INSTALAȚII DE DISTRIBUȚIE

Instalațiile de distribuție prezentate în acest capitol se referă numai la instalațiile de joasă tensiune. Stațiile de distribuție de înaltă tensiune au fost tratate în capitolul 3.4.

Distribuirea energiei electrice spre consumatori se face din tablouri de distribuție care pot fi :

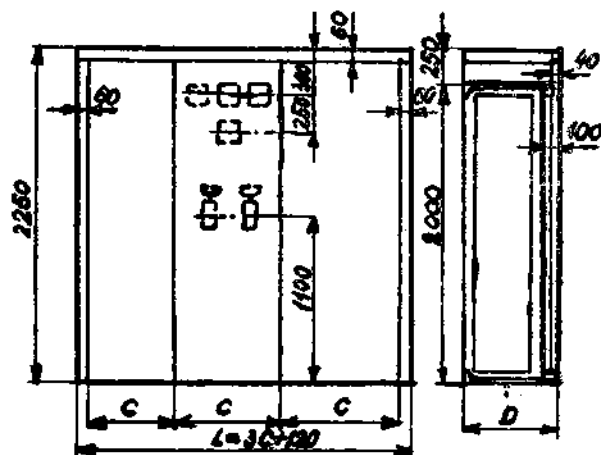
A. *Tablouri neprotejate*, ale căror elemente componente nu sînt protejate contra atingerilor, pătrunderii corpurilor străine, apei, sau contra loviturilor. Ele se instalează numai în încăperi destinate echipamentelor electrice, fiind accesibile numai personalului autorizat pentru deservirea lor. Din această categorie fac parte :

a) *tablouri pe plăci izolante* de textolit, pertinax, marmoră etc., în general materiale izolante rezistente la solicitări termice și mecanice ;

b) *tablouri pe stelaje sau panouri metalice*, deschise sau cu acces la spate, frecvent întîlnite în instalațiile electrice pînă la 500 V. Se confecționează din tablă de oțel, decupată, cu grosime de 2—3 mm. Elementele de structură se realizează sub formă de profile din table ambutisate. În fig. 4.3 se arată soluția constructivă de principiu a unui tablou metalic deschis cu acces prin spate.

În tabelul 4.1 sînt indicate soluțiile uzuale de echipare a panourilor metalice deschise.

Fig. 4.3. Tablou de distribuție, deschis, cu acces prin spate (produs IIB).



TABELUL 4.1

Soluțiile uzuale de echipare a tablourilor deschise.

Tipul de tablou deschis (specificația I)	Cazul	Intreruptor tripolar cu pirghie de 200- 350A cu ma- netă de acți- onare	Intreruptor tripolar cu pirghie de 200-350A cu manetă de acționare	Siguranțe de 350A	Siguranțe de 600A		
Panouri de 600 și 700 mm lățime	I II	1 —	— 1	3	3		
Panouri de 800 și 900 mm lățime	I II	2 —	— 2	6	6		
	Cazul	Intre- ruptor auto- mat DITA- 350A	Intre- ruptor auto- mat DITA- 1000A	Separa- tor de bare tripo- lare de 350A	Separa- tor de bare tripo- lare de 1000A	Siguranțe de 350A	Siguranțe de 600A
Panouri de 600, 700 și 800 mm lățime	I	1	—	1	—	—	—
	II	1	—	—	—	3	—
	III	—	1	—	1	—	—
	IV	—	1	—	—	—	3
Panouri de 900 mm lățime	I	2	—	2	—	—	—
	II	—	2	—	2	—	—
	III	2	—	—	—	6	—
	IV	—	2	—	—	—	6

B. *Tablouri protejate sau închise*, ale căror elemente componente sînt protejate contra picăturilor de apă și loviturilor. Aceste tablouri pot fi :

a) *tablouri pe plăci de marmură sau alte materiale izolante*, care se protejează în cutii sau dulapuri (din lemn sau metalice) prevăzute cu uși cu cheie. Astfel de tablouri se montează în special pe fiderile de bransament și de distribuție ;

b) *tablouri metalice închise de tip sertar bloc* (fig. 4.4) sau *standard bloc* (fig. 4.5). Tablourile sertar bloc se confecționează din tablă de oțel, cu dimensiunile $700 \times 850 \times 2\,300$ mm și se echipează cu sertare de tipul A (un model), de tip B (echivalent cu două modele) și cu compartimentele speciale de tip C și D. Sertarele de tip A și B sînt debroșabile. Sertarele de tip A și B se echipează cu : siguranțe, contactoare, blocuri de relee termice, lămpi de semnalizare, butoane de acționare și aparate de măsură. Se instalează în instalațiile interioare anume destinate, cu temperaturi de $15-30^{\circ}\text{C}$, cu umiditatea maximă a aerului de 65% la 30°C , fără agenți corozivi și pericol de incendiu sau explozie. Tablourile standard bloc au dimensiunile frontului de 600 sau 1 200 cm

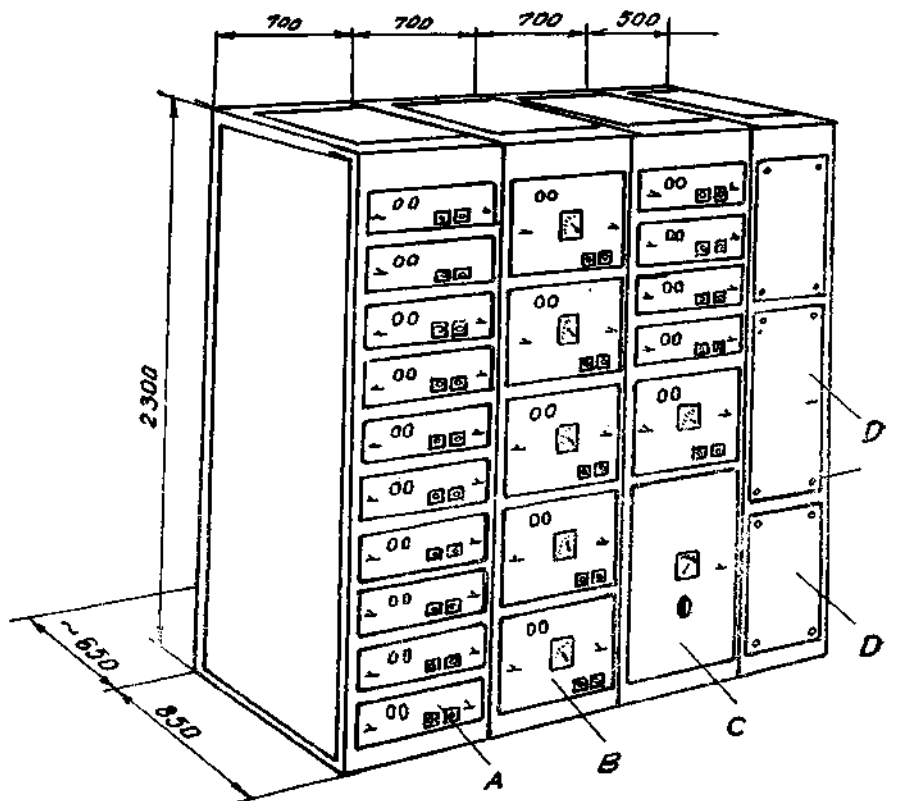


Fig. 4.4. Tablou de distribuție tip sertar bloc.

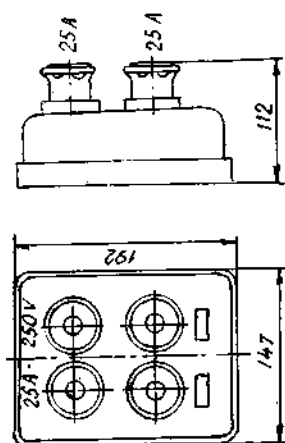


Fig. 4.6. Tablou de distribuție protejat cu mască - tip C2.

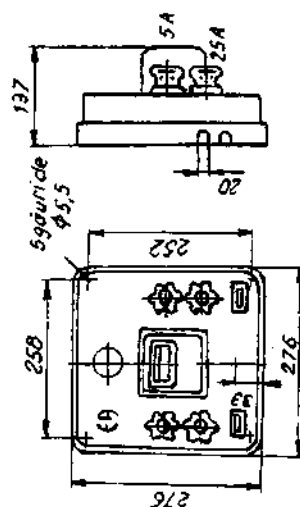


Fig. 4.7. Tablou de distribuție de apartament, tip 2C.

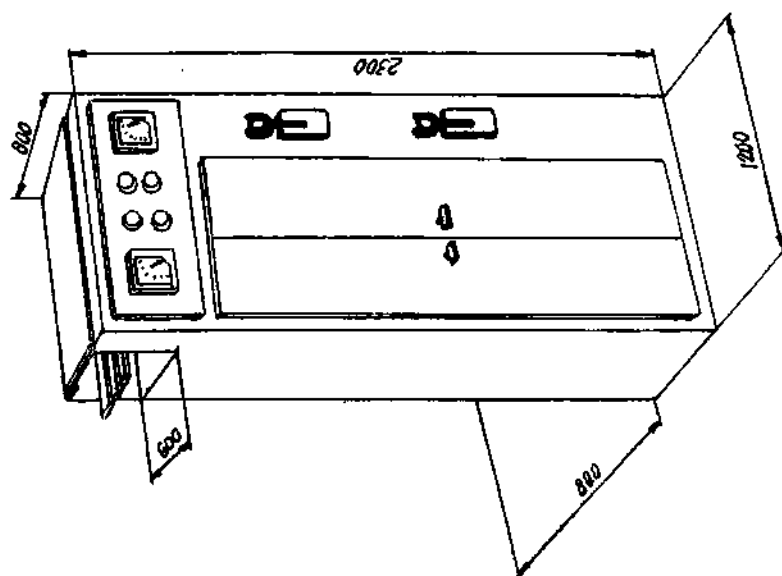


Fig. 4.5. Tablou de distribuție tip standard bloc.

și sînt prevăzute cu uși de acces în față și în spate, avînd la partea superioară prevăzute barele generale ale tabloului. Se pot echipa cu unul pînă la trei circuite trifazate pînă la 1 000 A;

c) *tablouri protejate cu mască* (metalice sau din material plastic) de tipul C₂ (fig. 4.6) și cele bloc electric de apartament de tipul 2C (fig. 4.7). Din această categorie mai face parte și tipul 3C, care se poate echipa cu 3—4 circuite monofazate de 25 A. Acest gen de tablouri se folosește numai în încăperi uscate.

C. *Tablouri capsulate (etanșe)*, ale căror elemente sînt protejate contra atingerilor, pătrunderii corpurilor străine sub 1 mm, picăturilor de apă (sub orice unghi) și deteriorărilor mecanice. În România se folosesc două tipuri de tablouri confecționate din cutii capsulate:

a) tablouri din cutii capsulate tip Electroaparataj, realizate pentru curenți de 200—630 A. Cutiile se confecționează din oțel și se etanșează cu garnituri de cauciuc, producîndu-se următoarele sortimente: cutii pentru bare, cutii cu siguranțe și întreruptor intermediar — pentru legături în spate, și cutii — capete terminale;

b) tablouri din cutii capsulate tip IAEC (întreprinderea de aparate electrice din construcții), ale căror cutii capsulate sînt confecționate din tablă de oțel de 2 mm grosime, cu pereții frontali din aluminiu. Etanșarea se asigură tot cu garnituri de cauciuc.

4.2. DIMENSIONAREA ALIMENTĂRILOR CU ENERGIE ELECTRICĂ A CONSUMATORILOR

Alimentarea cu energie electrică a consumatorilor se realizează prin circuite electrice ale căror scheme și dimensionări trebuie să permită funcționarea sigură, elasticitatea în executarea manevrelor, securitatea personalului ce lucrează în instalații și economicitatea în exploatare.

Schemele electrice de alimentare a consumatorilor sînt tratate în capitolul 3.5.

În dimensionarea alimentării consumatorilor ca și la stabilirea schemelor de alimentare un rol primordial îl are categoria consumatorului (vezi cap. 3.5.).

4.2.1. Determinarea sarcinilor electrice ale consumatorilor

Sarcina electrică cerută de consumator se stabilește în funcție de puterea instalată a receptoarelor electrice (P_{inst}) și de coeficientul de cerere (k_c):

a) sarcina activă (P):

$$P = \frac{P_{inst} \cdot k_{inc} \cdot k_s}{\eta_m \cdot \eta_{tr}} = P_{inst} \cdot k_c, \quad (4-8)$$

TABELUL 4.2

Coeficientul de cerere pentru diferiți consumatori

	Natura consumatorilor	K_c
	Industria chimică	0,17—0,38
	Fabrici de prelucrarea lemnului	0,13—0,30
	Fabrici de încălțăminte	0,4 —0,52
	Instalații frigorifice	0,24—0,66
	Fabrici de textile	0,32—0,6
	Industria alimentară	0,22—0,5
	Instalații de climatizare	0,65—0,7
	Pompe	0,7
	Cuploare electrice	0,8 —0,9
	Poduri rulante (instalații de ridicat)	0,15—0,2
	Aparate de sudură	0,35—0,9
	Iluminat	0,8

unde :

- P este putere electrică activă solicitată de consumator, în kW ;
 P_{inst} — putere instalată, în kW ;
 η_m — randamentul motoarelor ;
 η_r — randamentul rețelor de alimentare ;
 k_{inc} — coeficientul de încărcare a motoarelor ;
 k_s — coeficientul de simultanietate ;
 k_c — coeficientul de cerere ;

b) sarcina reactivă Q :

$$Q = S \sin \varphi ; \quad (4-9)$$

c) sarcina totală (S) :

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \quad (4-10)$$

unde φ este decalajul dintre curent și tensiune în rețeaua de alimentare a consumatorului.

Valorile orientative ale coeficientului de cerere (k_c) pentru diferite tipuri de consumatori sînt indicate în tabelul 4.2.

O formulă mai exactă de determinare a puterilor solicitate de consumator este :

$$P = c P_{inst1} + b P_{inst}, \quad (4-11)$$

în care :

- P_{inst1} este suma puterilor instalate ale celor mai puternice motoare ale consumatorului respectiv, în kW ;
 P_{inst} — suma puterilor instalate ale tuturor motoarelor consumatorului, în kW ;
 b și c — coeficienți, conform tabelului 4.3.

TABELUL 4.3

Coeficienții c și b pentru diferiți consumatori

	Natura consumatorilor	c	b	$\cos \phi$ consumator
	Instalații de prelucrare la cald a metalelor	0,5	0,26	0,65
	Instalații de prelucrare la rece a metalelor	0,5	0,14	0,5
	Instalații de climatizare	0,25	0,65	0,8
	Benzi transportoare	0,4	0,4	0,75
	Instalații de ridicat din fabrici constructoare de mașini	0,2	0,06	0,5
	Idem din siderurgie	0,3	0,11	0,5
	Instalații de pompare	0,25	0,65	0,8

Observație: 1. Coeficienții c și b sînt valabili pentru alimentarea la tensiunea de 380 V curent alternativ trifazat. La tensiuni de 220 V în trifazat, coeficienții din tabel se înmulțesc cu 3; 2. Pentru alimentarea în curent continuu, coeficienții din tabel se amplifică cu factorul $\frac{1000}{U}$, unde U este tensiunea rețelei în curent continuu.

În cazul cînd există un număr mai mare de grupe de consumatori cu caracter diferit al sarcinii, suma calculată a sarcinilor se determină pe fiecare grupă:

$$\text{grupa I-a: } P_1 = (cP_{inst1})_1 + (bP_{inst})_1$$

$$\text{grupa a II-a: } P_2 = (cP_{inst1})_2 + (bP_{inst})_2 \quad (4-12)$$

.....

$$\text{grupa n-a: } P_n = (cP_{inst1})_n + (bP_{inst})_n$$

iar sarcina puterii totale active absorbite de toate grupele de consumatori se obține astfel:

$$\sum_1^n P = (cP_{inst1})_{max} + \sum_1^n (bP_{inst}), \quad (4-13)$$

unde $(cP_{inst1})_{max}$ este valoarea cea mai mare a puterilor din șirul: $(cP_{inst1})_1$; $(cP_{inst1})_2$; $(cP_{inst1})_3 \dots (cP_{inst1})_n$.

Expresiile puterilor reactive și aparente pentru grupe de consumatori se determină cu formulele 4-9 și 4-10, în care P se înlocuiește cu $\sum_1^n P$, calculată conform expresiei 4-13.

Puterea absorbită din rețea de instalațiile de iluminat se determină fie: a) din metoda exactă, din proiectele instalațiilor de iluminat; fie b) după indicatori globali de consum, în W/m², conform tabelului 4.4; fie c) în procente din puterea aferentă instalațiilor de forță.

TABELUL 4.4

Consumul de iluminat, în W/m^2 de încăpere

	Denumirea încăperii și a locului de muncă	Iluminarea minimă recomandată		Putere specifică pentru iluminat W/m^2
		generată lucși	locală lucși	
	Hale industriale din construcții de mașini	30-50	500	11-13
	Turnătorii	50-60	—	9-12
	Magazii, depozite de echipamente	3-10	—	3-5
	Centrale electrice (sala mașinilor)	25-30	—	8-10
	Încăperi pentru acumulatori	25	—	10-12
	Stații de distribuție	25	—	10
	Săli de cazane	10-15	—	4-6
	Săli de compresoare și pompe	10	—	5-7
	Camere de comandă (la pupitre)	25	—	12-14
	Fabrici de mobilă	50	—	14
	Garaje	10-25	—	9
	Birouri	50	lămpi de birou	12-14
	Săli de proiectare	100	lămpi de lucru	20-30
	Săli de dactilografiat	75	—	16-20
	Săli de mese (cantine, restaurante)	50	—	14-15

Puterea absorbită de consumatori din rețea se mai poate determina — cu aproximație — după consumurile specifice de energie electrică pe unități de produs :

$$A = A_0 \cdot N \quad [\text{kWh}], \quad (4-14)$$

unde A este cantitatea de energie consumată pe o anumită perioadă de timp (an), în kWh; A_0 — consumul specific de energie electrică pe unitatea de produs, în kWh/unitate de produs; N — producția întreprinderii, pe intervalul de timp considerat, în unități de produs. În cazul când nu e cunoscut A_0 , știindu-se în schimb energia consumată anual de consumator, puterea medie absorbită (P_{med}) este :

$$P_{med} = \frac{A}{T} \quad [\text{kW}], \quad (4-15)$$

T fiind timpul de funcționare a consumatorului într-un an, în ore, iar puterea maximă absorbită (P_{max}) este :

$$P_{max} = \frac{A}{T_{max}} \quad [\text{kW}], \quad (4-16)$$

T_{max} — fiind timpul de utilizare a sarcinii maxime de către consumator, în ore (tabelul 4.5). În acest caz, puterea absorbită din rețea, la care se dimensionează instalația, este :

$$P = P_{med} + \frac{(P_{max} - P_{med}) T_{max}}{T} \quad [\text{kW}]. \quad (4-17)$$

TABELUL 4.5

Valoarea medie de utilizare a sarcinii maxime T_{max} în diferite sectoare industriale, timp de un an.

Nr. ord.	Sectorul industrial	T_{max} or.
1	Metalurgia	6 500
2	Industria chimică	5 500
3	Industria minieră	5 000
4	Construcția de mașini	4 000
5	Industria hirtiei	5 500
6	Industria alimentară	5 000
7	Industria poligrafică	3 000
8	Industria textilă	4 500
9	Industria de încălțăminte	3 000
10	Industria de prelucrare a lemnului	2 500
11	Industria frigorifică	4 000

Puterea transformatoarelor ce alimentează consumatorii se ia obligatoriu mai mare decât puterea rezultată din (4.17).

4.2.2. Determinarea puterii transformatoarelor

Calculul puterii transformatoarelor montate în stațiile de distribuție se face astfel:

— se determină puterea instalată a receptoarelor electrice grupate pe categorii de consumatori; pentru fiecare categorie se află puterea cerută din rețea cu relația (4—8);

— se determină puterea reactivă cerută a fiecărei categorii de receptoare cu relația:

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi, \quad (4-18)$$

— $\operatorname{tg} \varphi$ corespunzând la $\cos \varphi$ pentru categoria respectivă de consumatori.

Puterea aparentă solicitată din rețea va fi $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, care pentru $S \leq 400$ kVA se consideră că reprezintă sarcina transformatorului.

Pentru S cuprins între 400 și 1000 kVA, la totalurile obținute se aplică coeficientul de reducere K_{sa} și K_{sr} , pentru nesimultaneitatea sarcinilor, astfel:

- pentru sarcina activă, $K_{sa} = 0,9$;
- pentru sarcina reactivă, $K_{sr} = 0,95$.

Cînd sarcina nu poate fi preluată de un singur transformator (și în mod obligatoriu la consumatori de categoria I-a), se vor grupa receptorii pe două sau mai multe transformatoare și la fiecare transformator se vor aplica coeficienții de mai sus.

Pentru determinarea puterii cerute din rețeaua de înaltă tensiune, la totalul rezultat după reducere se adaugă pierderile active din transformatoare.

Cind numărul transformatoarelor dintr-o stație de distribuție este de minimum trei, se mai introduce un al doilea coeficient de simultaneitate ale cărui valori se iau :

$$K_{sa}=0,7 \dots 0,85 ;$$

$$K_{sr}=0,85 \dots 0,9.$$

La alegerea puterilor unitare ale transformatoarelor din stațiile de distribuție la tensiuni de 0,4 kV, se recomandă să nu se depășească puterea unitară pe transformator de 1250 kVA.

De asemenea, la alegerea puterii transformatoarelor trebuie să se țină seama de capacitatea de supraincărcare a acestora :

$$S_{tr} \geq \frac{S_{max}}{1+\alpha}, \quad (4-19)$$

unde :

S_{tr} este puterea nominală a transformatorului, în kVA ;

S_{max} — sarcina maximă a transformatorului în timp de un an, în kVA ;

α — coeficientul de suprasarcină ; $\alpha=0,2$ pentru transformatoare montate în interior ; $\alpha=0,3$ pentru transformatoare montate în exterior.

Schemele de alimentare a consumatorilor sînt indicate în cap. 3.4 și 3.5

4.2.3. Autopornirea motoarelor

Pentru asigurarea autopornirii motoarelor cu moment rezistent de timp centrifugal (vezi cap. 4.3) ce sînt alimentate de la bornele stațiilor de distribuție prin transformatoare coboritoare este necesar a fi îndeplinită condiția :

$$U_{rem}^* \cdot b \geq 1, \quad (4-20)$$

în care : $U_{rem}^* = \frac{U_{rem}}{U_n}$ — tensiunea remanentă relativă pe partea de joasă tensiune a transformatoarelor ;

$b = \frac{M_{max}}{M_n}$ — multiplul momentului maxim față de momentul nominal al motoarelor la tensiunea nominală.

Determinînd U_{rem} și b în funcție de reactanța transformatorului (X_{tr}^*) în unități relative, raportate la puterea transformatorului, pe curbele din fig. 4.8, se determină $\frac{S_{por}}{S_{tr}}$.

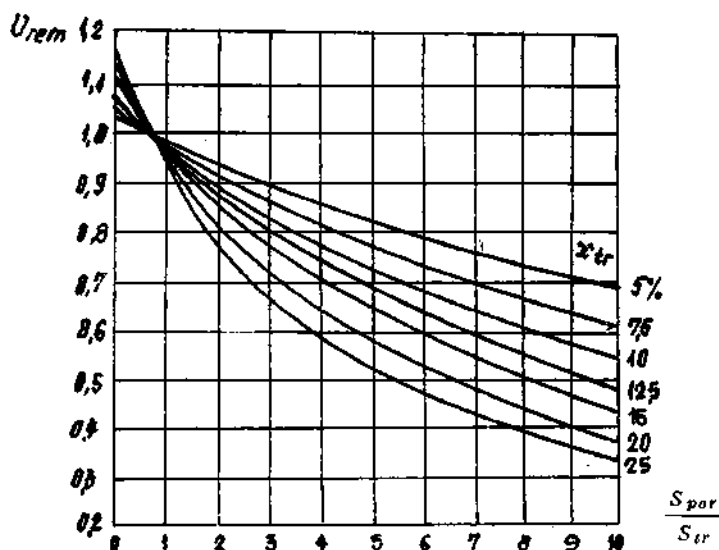


Fig. 4.8. Variația tensiunii remanente în funcție de multiplul puterii de pornire a motoarelor, care lucrează în regim de autopornire.

Valoarea puterii nominale a motoarelor capabile de autopornire se determină cu relația :

$$P_{mot} = \frac{S_{por}}{S_{tr}} \cdot \frac{\eta_m \cdot \cos \varphi_m}{k_m} \quad (4-21)$$

sau

$$P_{mot} = S_{tr} \cdot \frac{S_{por}}{S_{tr}} \cdot \frac{0,85}{k_m}, \quad (4-22)$$

unde :

P_{mot} este puterea nominală a motoarelor capabile să autopornească ;

$\eta_m \cdot \cos \varphi_m = 0,85$ — (produsul dintre randamentul și factorul de putere al motoarelor prevăzute pentru autopornire) ;

$k_m = \frac{I_{por}}{I_{nmot}}$ — multiplul curentului de pornire a electromotoarelor.

4.3. MOTOARE ELECTRICE

Motoarele electrice folosite pentru antrenarea diferitelor mașini și mecanisme sînt : de curent continuu și de curent alternativ, fiecare din aceste categorii divizîndu-se, în funcție de caracteristicile constructive, în mai multe tipuri.

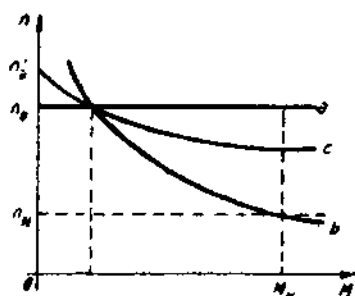


Fig. 4.9. Caracteristicile mecanice ale motoarelor de curent continuu cu excitație:
a — derivație; b — serie; c — compound (mixtă);

4.3.1. Motoare de curent continuu

Motoarele de curent continuu se bazează pe același principiu de funcționare ca generatoarele de curent continuu (vezi cap. 2.6). Se folosesc motoare de curent continuu cu trei tipuri de excitație: *separată*, *serie* și *mixtă*. În funcție de aceste tipuri se obțin și caracteristicile mecanice ale motorului indicate în fig. 4.9.

Turația n pentru motorul cu excitație independentă (separată) are expresia:

$$n = \frac{U_A}{K_e \Phi} - \frac{R_A}{K_e K_m \Phi} \cdot M, \quad (4-23)$$

ar pentru motorul cu excitație serie:

$$n = \frac{U_A - (R_A + R_e) \cdot K_1 \sqrt{M}}{K_2 \sqrt{M}}, \quad (4-24)$$

în care:

U_A este tensiunea la bornele motorului, în V;

R_A — rezistența indusului, în Ω ;

M — cuplul electromagnetic, în N·m;

Φ — fluxul de excitație;

$K_e = \frac{p \cdot N}{A}$, p — numărul de perechi de poli; N — numărul total de conductoare în creștături și a — numărul de căi de curent.

R_e — rezistența circuitului de excitație, în Ω ;

$$K_m = \frac{p \cdot N}{2\pi a};$$

$$K_1 = K_e \cdot K;$$

$$K_2 = K_m \cdot K;$$

$$K = \frac{M}{I_A^2},$$

unde I_A este curentul motorului cu excitație în serie.

Curentul I_A , care parcurge indusul unei mașini de curent continuu, este :

$$I_A = \frac{U_A - E}{R_A}, \quad (4-25)$$

E fiind tensiunea electromotoare.

Pornirea motorului de curent continuu provoacă creșteri bruște ale curentului ($E \approx 0$). Curentul se poate limita, fie reducând tensiunea de pornire la borne, fie introducând în circuitul indusului o rezistență de pornire (R_p) de valoarea :

$$R_p = (1,3 \dots 1,5) \frac{U_A}{I_A}. \quad (4-26)$$

Reglarea vitezei motorului de curent continuu se efectuează prin : reglarea curentului de excitație, introducerea de rezistențe în circuitul rotorului, reglarea tensiunii la borne, reglarea prin impulsuri utilizând instalații de tiristoare.

Pentru *frînarea motorului de curent continuu* se utilizează metodele :

- funcționarea în regim de generator cu recuperarea energiei, turația motorului avînd valoarea mai mare decît cea de mers în gol ($n > n_0$) ;
- frînarea dinamică, motorul funcționînd în regim de generator debitează pe o rezistență ;
- frînarea propriu-zisă prin inversarea fie a polarității la borne, fie a sensului de rotație, cuplul rezistent depășind cuplul electromagnetic.

4.3.2. Motoare de curent alternativ

Motoarele de curent alternativ utilizate în instalațiile energetice pot fi : motoare *sincrone* și motoare *asincrone*.

4.3.2.1. Motoarele sincrone

Reprezintă un caz particular de funcționare a mașinii sincrone și au fost tratate în capitolul 2.6. În industrie au o întrebuințare relativ redusă, folosindu-se numai în cazurile unde se impune o turație riguros constantă și se simte nevoia îmbunătățirii factorului de putere.

4.3.2.2. Motoarele asincrone

Au o largă utilizare și se construiesc în două variante :

- motor asincron cu *rotor bobinat* (cu inele de contact) ;
- motor asincron cu *rotorul în scurtcircuit*.

Cele două variante constructive au și comportări diferite în exploatare privind modurile de pornire, posibilitățile de reglare a turației etc.

Parametrii de funcționare a motoarelor electrice asincrone trifazate sînt :

— *puterea electrică activă absorbită din rețea de motor :*

$$P = \frac{P_M}{\eta} \cdot 100 \quad [\text{kW}]; \quad (4-27)$$

— *puterea aparentă absorbită :*

$$S = \frac{P_M \cdot 100}{\eta \cdot \cos \varphi} \quad [\text{kVA}] \quad (4-28)$$

sau

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I}{1000} \quad [\text{kVA}];$$

— *puterea reactivă absorbită :*

$$Q = \frac{P_M \cdot \tan \varphi}{\eta} \cdot 100 \quad [\text{kvar}]; \quad (4-29)$$

— *curentul absorbit :*

$$I = \frac{P \cdot 1000}{\sqrt{3} U \cdot \cos \varphi} \quad [\text{A}] \quad (4-30)$$

sau

$$I = \frac{P_M \cdot 1000 \cdot 100}{\eta \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad [\text{A}] \quad (4-31)$$

unde :

P este puterea electrică activă, în kW ;

P_M — puterea mecanică la arborele motorului, în kW ;

η — randamentul motorului, în % ;

I — curentul absorbit de la rețea (curentul în stator), în A ;

S — puterea aparentă, în kVA ;

Q — puterea reactivă, în kvar ;

U — tensiunea rețelei, în V ;

$\cos \varphi$ — factorul de putere.

Caracteristica mecanică a motoarelor asincrone se reprezintă ca o relație dintre cuplul electromagnetic al motorului (M) și alunecarea (s) (fig. 4.10) :

$$M = \frac{2 M_{\max}}{\frac{s}{s_{\max}} + \frac{I_{\max}}{s}}, \quad (4-32)$$

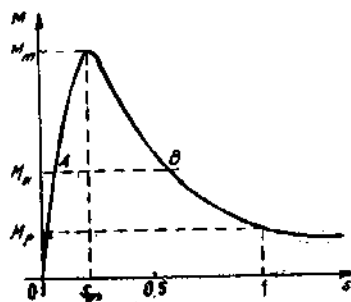


Fig. 4.10. Caracteristica mecanică $M=f(s)$ a motorului asincron cu inele.

iar expresia precisă a cuplului (M), în funcție de parametrii motorului, expresie foarte necesară în înțelegerea funcționării motorului asincron, este dată de relația :

$$M = \frac{3R'_2 \cdot U_1^2}{2\pi f \left(R_1 + \frac{R'_2}{s} \right)^2 + (X_1 + X'_2)^2} \quad (4-33)$$

În expresiile 4-32 și 4-33 s-au notat :

- U_1 — tensiunea de fază cu stator, în V ;
- R_2 — rezistența rotorică raportată la stator, în Ω ;
- R_1 — rezistența circuitului statoric, în Ω ;
- f — frecvența de alimentare ;
- $s = \frac{n_1 - n_2}{n_1}$ — alunecarea ;
- n_1 — turația de sincronism, în rot/min ;
- n_2 — turația reală, în rot/min ;
- X_1 — reacția de scăpări a circuitului statoric, în Ω ;
- X_2 — reacția de scăpări rotorică, raportată la stator, în Ω ;
- M_{\max} — cuplul maxim al motorului ;
- M_p — cuplul de pornire ;
- M_N — cuplul nominal ;
- s_{\max} — alunecarea critică, corespunzătoare cuplului maxim ;
- s_n — alunecarea nominală.

Pornirea motoarelor asincrone prin cuplare directă la rețea este însoțită de o creștere exagerată a curentului în stator. Valoarea sa se poate diminua prin :

a) — reducerea tensiunii de pornire (porniri prin comutator stea-triunghi, pornire cu autotransformator), folosită în special la motoarele cu rotorul în scurtcircuit ;

b) — introducerea în serie cu rotorul a rezistențelor de pornire.

Pornirea stea-triunghi se utilizează numai la motoarele de putere mică. Scăderea tensiunii la borne la pornire provoacă și scăderea cuplului de pornire (fig. 4.11).

Introducerea de rezistențe suplimentare în circuitul rotoric prezintă avantajul că, pe lângă limitarea curentului de pornire, duce și la o creștere a cuplului de pornire (fig. 4.12).

Prin folosirea de motoare asincrone cu rotorul în scurtcircuit de tip special — cu *bare înalte* sau cu *dublă colivie* — se pot obține curenți de pornire mult mai mici, cu momente de pornire mai mari, decât în cazul motoarelor asincrone cu rotorul în scurtcircuit de construcție simplă. Caracteristicile electromecanice ale acestor motoare sînt prezentate în fig. 4.13 și 4.14.

Reglarea turației motoarelor asincrone se obține prin trei metode :

a) schimbarea numărului de poli, cînd viteza se poate regla în două, cel mult trei trepte ;

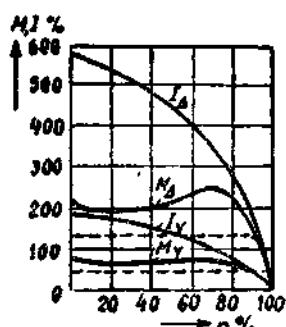


Fig. 4.11. Pornirea stea-triunghi a motorului asincron cu rotorul în scurt-circuit.

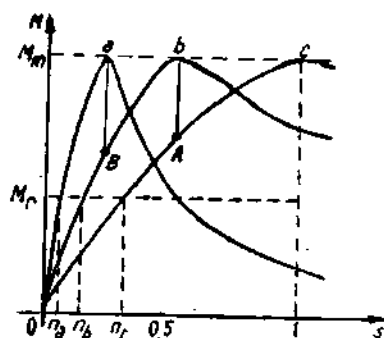


Fig. 4.12. Pornirea și reglarea vitezei mașinii asincrone prin introducerea de rezistențe rotorice suplimentare.

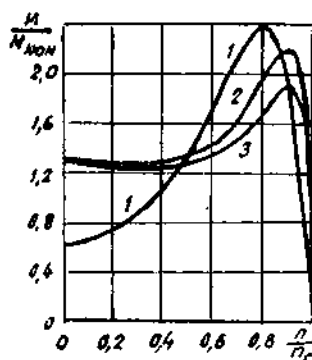


Fig. 4.13. Caracteristicile momentelor motoarelor asincrone.

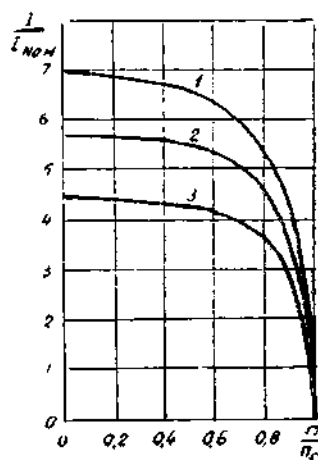


Fig. 4.14. Caracteristicile curentului de pornire a motoarelor asincrone.

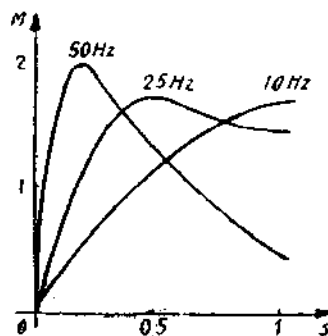


Fig. 4.15. Caracteristicile mecanice $M=f(s)$ pentru frecvență variabilă la $\frac{U_1}{f_1} = \text{constant}$

b) reglarea frecvenței, folosită în ultimul timp pe o scară largă prin utilizarea instalațiilor cu tiristoare. Simultan cu frecvența se reglează și tensiunea (fig. 4.15);

c) reglarea turației cu ajutorul rezistențelor montate în rotor (fig. 4.14) se realizează destul de dificil, este incomodă în exploatare și consumă suplimentară energie în rezistențele de reglaj.

Frinarea motorului asincron se obține prin funcționare în regim de generator cu recuperare, prin contracurent (inversarea sensului de rotație) sau prin frinare în curent continuu — frinare electrodinamică —, când statorul decuplat de la rețea este alimentat în curent continuu.

Comportarea în exploatare a motoarelor asincrone este remarcată în special prin sensibilitatea lor la variațiile de tensiune și frecvență ale rețelei.

La variațiile mici ale tensiunii în limitele de $\pm 5\%$, variațiile curentului, cuplului și ale turației sînt relativ mici, neinfluențînd sensibil funcționarea motorului.

La creșteri mai mari de tensiune, curentul rotoric și curentul statoric proporțional sarcinii scad, scăzînd totodată și $\cos \varphi$. Cresc în schimb pierderile în fier, curentul de pornire și cuplul. La scăderi ale tensiunii, crește curentul în stator și rotor, se măresc pierderile în cupru, turația scade și temperatura motorului crește. Cuplul scade cu pătratul tensiunii, astfel încît la scăderi prea mari ale tensiunii, momentul rezistent devine mai mare decît momentul activ și motorul se frînează, însoțit de o creștere exagerată a curentului ce provoacă în final declanșarea întreruptorului de alimentare a motorului.

Variația frecvenței de alimentare are drept urmare o variație proporțională a turației și afectează caracteristicile de funcționare a motorului invers variațiilor similare de tensiune.

4.3.3. Alegerea motoarelor electrice

Motoarele electrice, necesare antrenării mașinilor și mecanismelor din instalațiile energetice, se aleg conform următoarelor criterii:

a) Puterea motorului trebuie să fie mai mare decît puterea mecanismului antrenant. Rezerva de putere suplimentară pe motor se ia, de regulă, 10—15% din puterea maximă a mecanismului.

b) Cuplul motor, dezvoltat de electromotor, trebuie să fie capabil a asigura antrenarea mecanismului pînă la turația nominală, fără să provoace încălzirea inadmisibilă a motorului, chiar dacă pornirea se efectuează după o îndelungată funcționare a motorului la parametri nominali.

c) Electromotoarele, prevăzute pentru antrenarea mecanismelor cu rol foarte important în procesul de producție, trebuie să permită autopornirea, la restabilirea tensiunii, chiar dacă motorul a fost parțial sau complet frînat la scăderea tensiunii.

d) Tipul constructiv al motorului și modul său de răcire trebuie să corespundă condițiilor de temperatură, umiditate și de poluare a mediului existente la locul de instalare a motorului.

Desigur, la alegerea motoarelor mai contează și economicitatea în exploatare, simplitatea și comoditatea efectuării operațiilor de pornire și oprire, siguranța în funcționare etc.

Față de aceste criterii, categoriile de electromotoare menționate în capitolele 4.3.1, 4.3.2 și 4.3.3 prezintă atât avantaje cât și dezavantaje.

Motoarele de curent continuu asigură un reglaj comod și economic al turației într-un larg diapazon de reglaj. Sunt totuși relativ scumpe, dificile în exploatare (din cauza prezenței colectorului și a rezistențelor de pornire) și impun prezența unei surse puternice de curent continuu pentru alimentarea lor.

Se folosesc acolo unde este necesară reglarea turației în limite foarte mari sau ca motoare de rezervă la antrenarea mecanismelor importante, în caz de dispariție a tensiunii curentului alternativ, ce alimentează în mod normal instalațiile electrice.

Motoarele sincrone trifazate au avantajul că funcționează economic și pot îmbunătăți factorul de putere prin debitarea de energie reactivă în rețea. Sunt incomode în exploatare, din cauza modului complicat de pornire și a prezenței circuitelor de excitație cât și a sursei de curent continuu necesar alimentării excitației. Se folosesc la antrenarea mecanismelor de mare putere cu turație cât mai constantă; sunt amplasate de obicei la distanțe mari de centralele electrice, acolo unde aportul lor la reglarea tensiunii poate fi de mare importanță pentru consumator.

Motoarele asincrone trifazate cu colector prezintă toate dezavantajele motoarelor cu curent continuu, cu excepția faptului că se pot alimenta din rețeaua de curent alternativ. Sunt foarte complicate în exploatare și astăzi, practic, se utilizează foarte puțin.

Motoarele asincrone trifazate cu rotorul bobinat, deși impun măsuri și instalații speciale de pornire (reostat), au avantajul că reduc curentul de pornire și măresc cuplul la pornire, facilitând condițiile de demarare a motorului și mecanismului. Dacă nu se impune reglarea turației (pe care o poate realiza în limite relativ mici), la atingerea turației nominale, rezistența de pornire se scoate complet din circuit, motorul funcționând cu rotorul scurt-circuitat.

Prezența reostatului de pornire limitează foarte mult aria de utilizare a acestui tip de motor.

Motoarele asincrone trifazate cu rotorul în scurtcircuit sunt cele mai răspândite din cauza pornirii lor simple (cuplare directă la rețea), comodității și siguranței în exploatare. Dezavantajele lor manifestate mai ales prin curent mare la pornire, cuplul de pornire mai mic decât cuplul nominal și lipsa posibilității reglării turației, au fost parțial eliminate prin realizarea de motoare speciale cu bare înalte și dublă colivie (fig. 4.13 și 4.14).

În ceea ce privește reglarea turației s-a ajuns la concluzia că pentru antrenarea mecanismelor de puteri mari, unde se impune reglarea turației, este mai avantajos să se prevadă regulatoare hidraulice de turație (exemplu: la antrenarea pompelor de alimentare din centralele electrice).

Cuplul de accelerare (M_a) a motoarelor electrice în funcție de mecanismul antrenat dă o imagine a duratei de lansare a motorului.

Cuplul de accelerare (M_a) se definește ca diferența dintre cuplul motorului (M_m) și cuplul de sarcină (M_s) (fig. 4.16).

$$M_a = M_m - M_s = J \frac{d\omega}{dt} = \frac{GD^2}{4g} \cdot \frac{d\omega}{dt}. \quad (4-34)$$

În funcție de cuplul de accelerare se determină timpul de pornire (t_p) de la starea de repaus pînă la regimul staționar:

$$t_p = \frac{GD^2}{375} \cdot \int_{n_1=0}^{n_2} \frac{1}{M_a} \cdot dn. \quad (4-35)$$

În expresiile 4-34 și 4-35 s-au notat:

M_m — cuplul motorului, în kgf·m;

M_s — cuplul de sarcină al mecanismului, în kgf·m;

GD^2 — momentul de volant total (motor și mecanisme), în kgf·m²;

J — momentul de inerție, în kgf·s²;

$\omega = \frac{2\pi n}{60}$ — viteza unghiulară, în l/s;

$n_1 = 0$ — turația inițială la pornirea motorului;

n_2 — turația de regim a motorului, în rot/min.

Prin aproximație, timpul de pornire la un cuplu de accelerație mediu constant, se determină cu formula:

$$t_p = \frac{1}{375} \cdot \frac{n_m \cdot GD^2}{M_a}, \quad (4-36)$$

în care n_m este turația de sincronism, în rot/min.

În timpul pornirii și în timpul funcționării temperatura motorului crește pînă ce se ajunge la temperatura de regim. Se consideră că motorul este corect dimensionat cînd, după atingerea regimului staționar la pornire, temperatura motorului nu depășește temperatura limită admisă în exploatarea normală. De regulă, t_p nu trebuie să depășească durata timpului de lansare dată în catalogul motorului.

În ceea ce privește cuplul de accelerație (M_a), determinarea sa se face grafic (fig. 4.16) după ce se cunosc caracteristicile cuplurilor motorului și ale mecanismului antrenat.

Motorul se consideră bine ales cînd cuplul de accelerare are totdeauna valoare pozitivă, pînă la valori superioare turației de regim. Cu cît valoare cuplului de accelerație este mai mare, cu atît motorul se lansează mai repede.

În practică, cuplul nominal al motorului se determină cu relația:

$$M_m = \frac{975}{n_n} P_n \quad [\text{kgf} \cdot \text{m}], \quad (4-37)$$

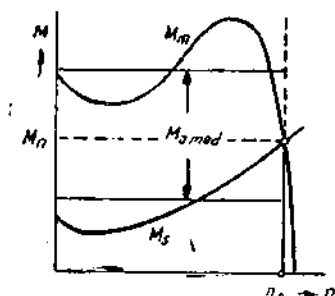


Fig. 4.16. Determinarea cuplului mediu de accelerare:

- M_m — cuplul motorului;
 M_s — cuplul de sarcină;
 $M_{a\ med}$ — cuplul mediu de accelerare;
 n_r — turația de regim.

în care:

- P_n este puterea nominală a motorului, în kW;
 n_n — turația nominală a motorului, în rot/min.

În ceea ce privește cuplul de sarcină al mecanismului antrenat, în practică se întâlnesc cel mai frecvent două feluri de mecanisme:

— mecanisme cu *moment de sarcină practic constant*, care nu depinde de turație (macarale, mori cu bile, etc.). Se impune la aceste mecanisme alegerea unui motor cu cuplu mare de pornire.

— mecanisme al căror moment de sarcină depinde de turație, în genul *mecanismelor centrifugale* (pompe centrifugale, ventilatoare). Pentru ele, motoarele de antrenare pot avea un moment de pornire mai mic, dar un moment nominal cît mai ridicat.

Verificarea funcționării motoarelor la scăderea tensiunii de alimentare constă în compararea cuplului motorului (M_m) — corespunzător unei tensiuni scăzute, pînă la care se dorește ca motorul să poată funcționa în condiții admisiibile de exploatare — cu cuplul de sarcină (M_s) (ce este independent de tensiune). Cînd în aceste condiții $M_m > M_s$, înseamnă că motorul nu se frînează și poate continua funcționarea la o turație mai redusă.

Pentru acestea se știe că (fig. 4.17):

$$M_m = M_{m\ nom} \cdot \left(\frac{U}{U_n} \right)^2. \quad (4-38)$$

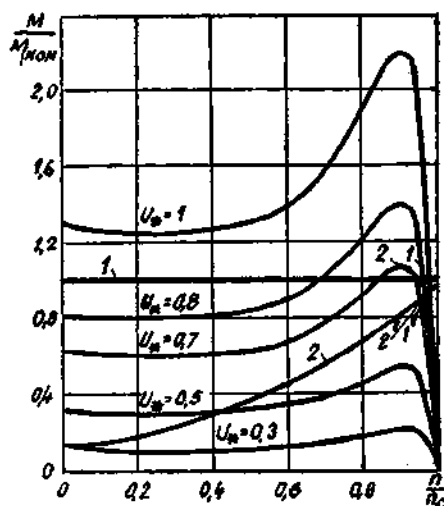


Fig. 4.17. Variația momentelor motoarelor la căderi de tensiune.

În măsura în care curbele 1 și 2 corespunzătoare cuplurilor de sarcină (cu caracter constant și centrifugal) sînt mai mici decît cuplul motorului, funcționarea în continuare este posibilă, cu o supraîncălzire a motorului, impusă de creșterea curentului de sarcină.

Tensiunea la care $M_m \leq M_s$ se numește *tensiune critică* și motorul începe să frîneze brusc, frînarea fiind cu atît mai rapidă cu cît scăderea de tensiune este mai mare. În practică, în funcție de caracteristicile motoarelor și ale mecanismelor antrenate, tensiunea critică este 0,65—0,75 din tensiunea nominală de alimentare a motoarelor.

$$U_{cr} = (0,65 - 0,75) U_n. \quad (4-39)$$

Verificarea încălzirii motoarelor electrice la curenții de pornire se face cu relațiile :

$$\tau^* = I_{med\ pat}^{*2} - (I_{med\ pat}^{*2} - I_o^{*2}) e^{-\frac{t}{T}}, \quad (4-40)$$

în care :

$$\tau^* = \frac{\tau}{\tau_{nom}} \text{ — supraîncălzirea relativă a motorului ;}$$

$$\tau_{nom} \text{ — supraîncălzirea în regim nominal de exploatare, în } ^\circ\text{C ;}$$

$$I_{med\ pat}^* = \frac{I_{med\ pat}}{I_{nom}} \text{ — curentul relativ de pornire media pătratică ;}$$

$$I_{nom} \text{ — curentul nominal de funcționare a motorului ;}$$

$$I_o^* = \frac{I_o}{I_{nom}} \text{ — curentul relativ de funcționare de durată, înainte de pornire ;}$$

$$T \text{ — constantă de încălzire a motorului în practică :}$$

$$T = \frac{150 \tau_{adm}}{j}, \quad [(4-41)]$$

unde :

τ_{adm} este supraîncălzirea admisibilă a motorului, în funcție de clasa lui de izolație, în $^\circ\text{C}$.

$j = 4 - 5,6 \text{ A/mm}^2$ — densitatea de curent în înfășurările motoarelor.

Valoarea curentului relativ de pornire, media pătratică se obține din curba curenților de pornire $\frac{I}{I_{nom}} = f\left(\frac{t}{T_a}\right)$ din fig. 4.18 prin construirea $\left[\frac{I}{I_{nom}}\right]^2 = f\left[\frac{t}{T_a}\right]$, indicată în fig. 4.19. În aceste funcții t este timpul, iar T_a poartă denumirea de *constantă mecanică de timp* a agregatului (motor și mecanism) și se determină cu formula :

$$T_a = \frac{GD^2 \cdot n_s}{375 M_{nom}}, \quad (4-42)$$

în care :

n_s este turația de sincronism a motorului, în rot/min ;

M_{nom} — cuplul nominal al motorului, determinat cu relația 4-37.

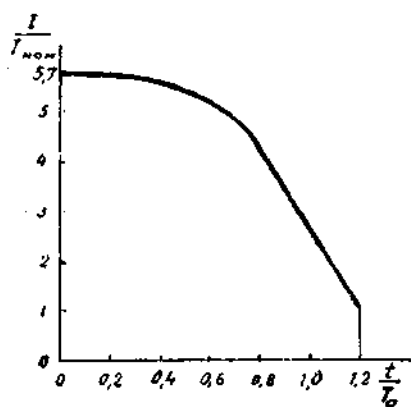


Fig. 4.18. Variația curentului de pornire în funcție de timp.

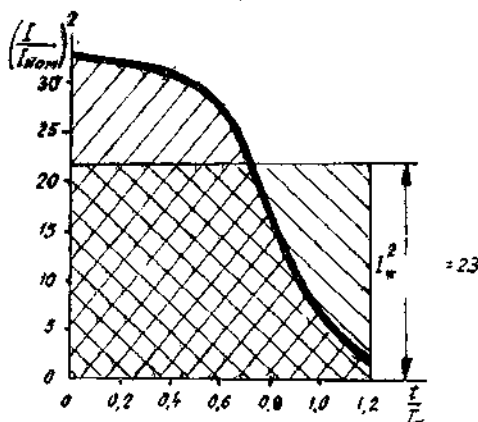


Fig. 4.19. Determinarea curentului mediu pătratic.

Constanta mecanică de timp se poate determina și în funcție de P_{nom} a motorului:

$$T_a = \frac{GD^2 \cdot n_0 \cdot n_{nom}}{365 P_{nom} \cdot 10^3}, \quad (4-43)$$

Constanta mecanică de timp (T_a) caracterizează complet agregatul și indică timpul necesar de demarare a agregatului, de la turația 0 (zero) — la turația nominală, cînd cuplul de accelerație (M_a) rămîne în permanență constant.

4.4. REGLAJUL TENSIUNII ÎN SISTEMLLE ELECTROENERGETICE

Reglarea tensiunii în sistemele electroenergetice este impusă de consumatori, care — pentru o bună funcționare — cer tensiuni cît mai constante la bornele lor de alimentare.

Stabilirea metodelor de reglare a tensiunii se hotărăște în funcție de factorii care influențează valoarea pierderilor de tensiune. Astfel, relația dintre tensiunea (U_1) la începutul liniei și tensiunea (U_2) la sfîrșitul liniei este:

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + QX}{U_2} + j \frac{PX - QR}{U_1} = U_2 + \Delta U + j\delta U, \quad (4-44)$$

în care:

P și Q — puterile active și reactive transportate pe linie;

R și X — rezistența și respectiv reactanța liniei;

ΔU — componenta longitudinală a căderii de tensiune;

δU — componenta transversală a căderii de tensiune.

În problemele de reglaj interesează în special acele măsuri care duc la modificarea valorii efective a tensiunii, deci la reducerea componentei ΔU .

Cele mai importante metode utilizate pentru reglarea tensiunii în sistemele electroenergetice sînt :

4.4.1. Reglarea excitației generatoarelor prin variația curentului de excitație în rotor

Se face cu ajutorul reostatelor și reglatoarelor de tensiune și permite reglarea tensiunii în limitele $\pm 5\%$.

Este eficientă atunci cînd consumatorii sînt alimentați direct de la bornele generatoarelor. Posibilitatea lărgirii gamei de reglaj a tensiunii este limitată de creșterea curentului atît în statorul cît și în rotorul generatorului.

La centralele electrice interconectate, reglarea excitației modifică tensiunea pe bornele centralei și prin aceasta circulația de puteri între centrale.

4.4.2. Reglarea tensiunii prin introducerea unei tensiuni adiționale

Metoda constă în introducerea unei tensiuni adiționale și se poate realiza cu ajutorul următoarelor aparate :

- *aparate statice* cu prize reglabile sub sarcină (comutatoare pentru reglaj sub sarcină la transformatoare, survoltoare etc.);
- *reglatoare de inducție*.

4.4.2.1. Aparatele statice cu prize reglabile sub sarcină

— cunoscute adesea sub numele de *comutatoare pentru reglaj sub sarcină* — sînt foarte frecvent folosite la transformatoarele și autotransformatoare. În fig. 4.20 este indicat schematic un asemenea dispozitiv de comutare cu plături, care permite mărirea sau micșorarea tensiunii înfășurării principale, reglînd astfel direct tensiunea.

Reglarea sub sarcină la unele transformatoare se face cu ajutorul unor transformatoare auxiliare, denumite *bustertransformatoare*. Este un sistem de reglare indirect, principiul lui de funcționare fiind indicat în fig. 4.21.

Reglarea tensiunii cu ajutorul transformatoarelor cu prize reglabile se poate face în următoarele scheme distincte :

- a) reglarea tensiunii numai la stația de transformare ridicătoare (fig. 4.22) asigurîndu-se aceleași condiții de reglaj pentru toți consumatorii;
- b) reglarea tensiunii numai la stațiile coboritoare cînd se realizează „*reglajul local*” (fig. 4.23);
- c) reglajul mixt, cînd sînt prevăzute transformatoare de reglaj sub sarcină atît la stațiile ridicătoare cît și la stațiile coboritoare (fig. 4.24).

Transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj sub sarcină se utilizează de regulă la tensiuni mai mari de 35 kV și se montează numai în stațiile principale din sisteme.

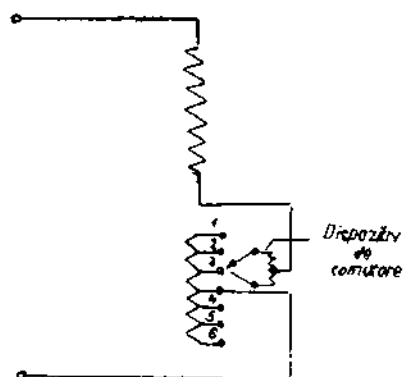


Fig. 4.20. Schema unui dispozitiv de comutare cu ploturi.

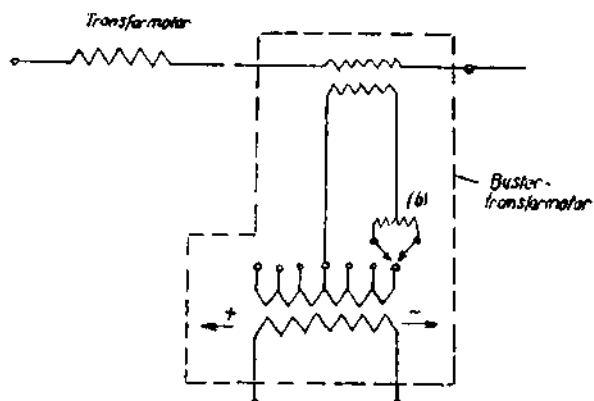


Fig. 4.21. Schema dispozitivului de reglare a tensiunii cu buster-transformator.

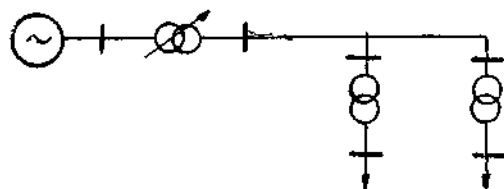


Fig. 4.22. Reglarea tensiunii la stația ridicătoare.

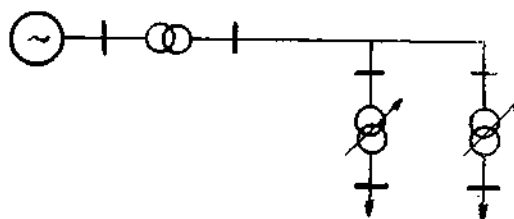


Fig. 4.23. Reglarea tensiunii la stația coborâtore.

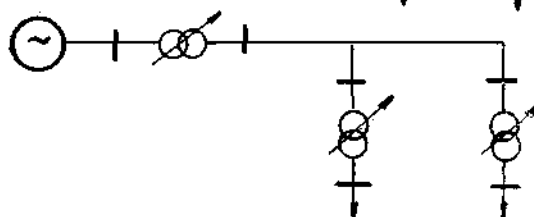


Fig. 4.24. Reglarea tensiunii la stația ridicătoare și la stația coborâtore.

La tensiuni sub 35 kV transformatoarele se prevăd cu ploturi fixe, reglajul făcându-se sub tensiune, fără sarcină. Excepție fac transformatoarele serviciilor interne din centralele electrice de mare putere, la care se prevede reglaj sub sarcină la tensiuni sub 35 kV.

4.4.2.2. Reglatoarele de inducție

Că aparate de reglaj a tensiunii, se utilizează în general în laboratoare. Un regulator de inducție constă dintr-un motor asincron, cu rotorul fix, care funcționează ca un transformator. Prin alimentarea statorului se obține la inelele rotorului o tensiune a cărei valoare efectivă depinde de raportul de transformare, iar defazajul față de tensiunea aplicată statorului depinde de poziția de calare a rotorului.

4.4.3. Reglarea tensiunii prin modificarea circulației puterii reactive

Procedeu, cunoscut sub denumirea de *reglaj prin compensare*, constă în modificarea artificială a circulației de putere reactivă pe linie. Se face acest lucru deoarece în expresia simplificată a pierderilor de tensiune:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} \quad (4-45)$$

aportul factorului QX este substanțial, ca urmare a faptului că reactanța unei linii electrice este mult mai mare decât rezistența ei ohmică. Modificarea circulației de putere reactivă pe liniile electrice se poate realiza prin două moduri:

a) *Compensarea naturală*, obținută prin reducerea consumului de putere reactivă la consumatori prin:

- evitarea supradimensionării motoarelor electrice în raport cu puterea mecanismelor antrenate;
- limitarea cursei de mers în gol;
- utilizarea de motoare sincrone pentru îmbunătățirea factorului de putere;
- proiectarea și construirea de motoare asincrone cu întrefier mic (factor de putere mare).

b) *Compensarea artificială*, realizată prin montarea de instalații speciale capabile să producă sau chiar să absoarbă puterea reactivă. Asemenea instalații se numesc *compensatoare* și se montează la stația coboritoare sau chiar direct la consumator (fig. 4.25).

În cazul unei puteri reactive produsă de instalațiile de compensatoare (Q_k), relația devine:

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_k) X}{U} \quad (4-46)$$

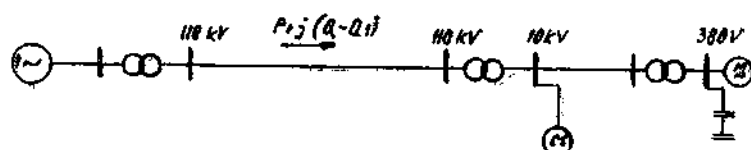


Fig. 4.25. Schemă de montare a compensatoarelor sincrone și a condensatoarelor statice într-o rețea electrică.

Drept instalații producătoare și consumatoare de energie reactivă se utilizează compensatoarele sincrone și asincrone și compensatoarele statice (baterii de condensatoare și bobine de reactanță).

4.4.3.1. Compensatoarele sincrone

Sînt mașini electrice sincrone care, funcționînd în regim *supraexcitat*, debitează putere reactivă, iar la funcționarea în regim *subexcitat* consumă putere reactivă. Fig. 4.26 reprezintă caracteristica de funcționare a unui compensator sincron.

4.4.3.2. Compensatoarele asincrone (fig. 4.27)

Sînt motoare asincrone (A) care funcționează în gol și au rotorul alimentat dintr-o mașină cu colector (un convertizor de frecvență B), ale cărui inele sînt alimentate de la rețea, printr-un aparat de reglare static (C). Aceste compensatoare pot absorbi o putere reactivă egală cu cea pe care o pot debita, fapt foarte important pentru reglajul de tensiune pe liniile lungi. Sînt complicate în exploatare (nu mențin stabilitatea) și sînt și foarte scumpe.

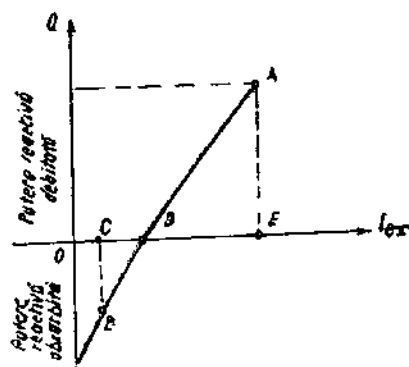


Fig. 4.26. Variația puterii reactive debitată sau absorbită de un compensator sincron.

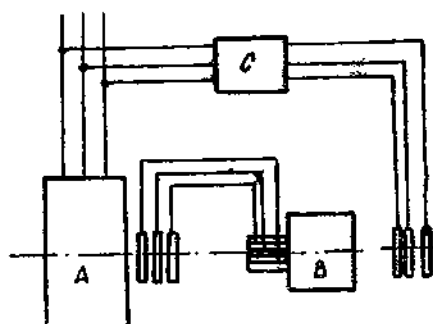


Fig. 4.27. Schema de conexiuni a unui compensator asincron.

4.4.3.3. Compensatoarele statice

Sînt reprezentate prin: bobine de reactanță și condensatoarele statice.

Bobinele de reactanță servesc numai pentru liniile lungi, de înaltă tensiune și cu sarcina redusă. Din cauza curenților capacitivi tensiunea la capătul liniei are o valoare apreciabilă (fenomenul Ferranti), bobinele de reactanță servind tocmai pentru reducerea acestei tensiuni. Bobinele de reactanță servesc adesea și la punerea sub tensiune a liniilor lungi în gol.

Condensatoarele statice, montate în stea sau în triunghi la capătul liniilor, absorb din rețea un curent capacitiv, producînd în acest fel creșterea tensiunii rețelei. Condensatoarele statice se montează în grupe de baterii pentru putere de pînă la 10 kVar.

4.4.5. Reglarea tensiunii prin modificarea parametrilor rețelei

Se realizează în exploatare, prin variația numărului de linii și transformatoare ce lucrează în paralel, în funcție de variația sarcinei. La circulații mici de puteri P și Q , impedanța sistemului se mărește prin reducerea numărului de circuite în paralel, provocînd o creștere a pierderilor de tensiune (spre a nu se depăși tensiunea maximă la bornele consumatorilor), iar la vîrfuri de sarcină (P și Q foarte mari) se funcționează cu mai multe circuite în paralel (R și X mai mici), ducînd la scăderea pierderilor de tensiune și deci la asigurarea unei tensiuni mai mari la bornele consumatorilor.

Modificarea parametrilor rețelei electrice se mai realizează și prin montarea longitudinală a condensatoarelor pe linie (fig. 4.28), fapt ce duce la micșorarea reactanței totale a rețelei:

$$X' = X - X_c = \omega L - \frac{1}{\omega C} \quad (4-47)$$

și în final la reducerea căderilor de tensiune (fig. 4.29).

Compensarea reactanței unei linii electrice se poate face în proporție de 30—35% și se aplică în cazul sarcinilor cu factor de putere mic (0,7—0,8). În practică se folosește frecvent la:

- linii de 6—35 kV cu lungime mare, secțiune mare și transfer mic de putere;
- linii de foarte înaltă tensiune și lungimi foarte mari;
- pentru repartizarea sarcinilor între liniile cu impedanțe diferite, legate în paralel.

4.5. ÎMBUNĂTĂȚIREA FACTORULUI DE PUTERE

Montarea instalațiilor de compensatoare la consumatori micșorează consumul de putere reactivă, mărind factorul de putere — $\cos \varphi$

Avantajele îmbunătățirii factorului de putere constau în:

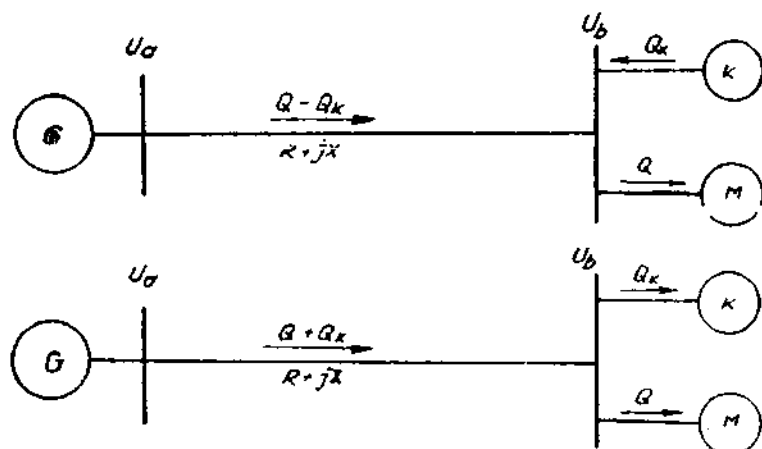


Fig. 4.30. Schema de calcul a puterii compensatoarelor sincrone.

Pierderile de putere ce se reduc prin compensare sînt : (fig. 4.30).

— putere activă :

$$\Delta P = \frac{(Q - Q_k)^2}{U^2} \cdot R ; \quad [(4-50)]$$

— putere reactivă :

$$\Delta Q = \frac{(Q - Q_k)^2}{U^2} \cdot X, \quad (4-51)$$

unde :

Q este puterea reactivă absorbită de consumatori fără instalație de compensare ;

Q_k — puterea instalațiilor de compensare.

4.5.1. Echivalentul economic al puterii reactive

Pierderile de putere activă într-o rețea necompensată sînt conform formulei 4-48 :

$$\Delta P_1 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$$

iar la o rețea compensată :

$$\Delta P_2 = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} R. \quad (4-52)$$

În urma compensării pierderile de putere se reduc cu :

$$\Delta P_k = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{(2Q - Q_k)Q_k}{U^2} R, \quad (4-53)$$

Raportul dintre reducerea pierderilor de putere activă (P_k) și puterea reactivă a instalațiilor de compensare (Q_k) notat cu C este :

$$C = \frac{\Delta P_k}{Q_k} = \frac{2Q - Q_k}{U^2} R = C_e \left(1 - \frac{Q_k}{2Q} \right) \quad (4-54)$$

în care :

$$C_e = \frac{2Q}{U^2} R$$

dă o indicație asupra eficacității compensării puterii reactive din punctul de vedere al reducerii pierderilor de putere activă. Cu cît coeficientul C este mai mare, cu atît reducerea pierderilor de putere activă este mai mare :

$$\Delta P_k = C \cdot Q_k \quad (4-55)$$

și deci introducerea compensării este mai necesară.

În cazul cînd nu există nici o compensare ($Q_k = 0$), coeficientul C capătă valoarea maximă.

$$C = C_{max} = C_e = \frac{2Q}{U^2} R. \quad (4-56)$$

În cazul cînd compensarea este integrală ($Q = Q_k$), coeficientul C capătă valoarea minimă :

$$C_{min} = \frac{1}{2} C_e = \frac{Q}{U^2} R. \quad (4-57)$$

Valoarea maximă a coeficientului $C = C_{max}$ se numește *echivalent economic al puterii reactive*.

Din analiza formulei (4-56) se constată că expresia echivalentului crește cu rezistența R (deci cu distanța de sursă), ceea ce arată că la consumatorii îndepărtați compensarea este mai eficientă.

4.5.2. Determinarea puterii compensatoarelor

Instalațiile de compensare cele mai folosite sînt compensatoarele sincrone și bateriile de condensatoare.

4.5.2.1. Calculul puterii compensatoarelor sincrone

se face (fig. 4.30) ținînd seama de căderile de tensiune pe rețea în două regimuri :

a) căderea maximă de tensiune pe rețea la sarcina maximă ($S_{max} = P_{max} + jQ_{max}$), corespunzîndu-i o tensiune minimă pe barele stației consumatoare (U_{min}) ;

b) căderea minimă de tensiune pe rețea la sarcina minimă ($S_{min} = P_{min} + jQ_{min}$), corespunzătoare unei tensiuni maxime (U_{max}) la barele stației consumatoare.

Neglijând componentele transversale ale căderilor de tensiune, în regiunile de sarcină maximă și minimă se scrie relația :

$$U_a = U_{bmin} + \frac{P_{max} R + Q_{max} X}{U_{bmin}} \quad (4-58)$$

$$U_a = U_{bmax} + \frac{P_{min} R + Q_{min} X}{U_{bmax}} \quad (4-59)$$

Pe barele stației consumatoare, compensatorul sincron racordat funcționează în regim supraexcitat la sarcina maximă, debitând $Q_k^{sup ex}$, iar la sarcina minimă, consumă din rețea energie reactivă $Q_k^{sub ex}$, funcționând în regim subexcitat; astfel, prin compensare — indiferent de variația sarcinii — tensiunea pe barele stației consumatoare rămâne constantă (U_b).

Relațiile 4-58 și 4-59 în acest caz devin :

$$U_a = U_b + \frac{P_{max} R + (Q - Q_k^{sup ex}) X}{U_b} \quad (4-60)$$

$$U_a = U_b + \frac{P_{min} R + (Q + Q_k^{sub ex}) X}{U_b}$$

Din relațiile 4-59 și 4-60, renunțând la termenii de mărimi neglijabile, se obțin puterile compensatoarelor sincrone în regim de supracompensare și de subcompensare.

$$Q_k^{sup ex} = \frac{(U_b - U_{bmin}) U_b}{X} \quad (4-61)$$

$$Q_k^{sub ex} = \frac{(U_{max} - U_b) U_b}{X} \quad (4-62)$$

Tensiunea dorită a se menține pe barele stației consumatoare (U_b), se alege astfel încît puterile reactive absorbite și debitate de compensator să fie în raportul 0,6, conform datelor constructive ale compensatorului sincron :

$$\frac{Q_k^{sub ex}}{Q_k^{sup ex}} = 0,6. \quad (4-63)$$

Din relațiile 4-61, 4-62 și 4-63 se determină puterea necesară compensatorului sincron.

Puterea maximă a compensatorului sincron care poate fi debitată în rețea în regim de supraexcitare se consideră puterea nominală a compensatorului.

Puterea activă absorbită de compensatorul sincron din rețea pentru acoperirea pierderilor de mers în gol reprezintă circa 1,8—5,5% din puterea nominală a compensatorului.

4.5.2.2. Calculul puterii bateriilor de condensatoare

necesare compensării (Q_k), se face prin utilizarea următoarelor relații :

— puterea unui condensator monofazat :

$$Q_k = U^2 \omega C \cdot 10^{-3} \quad (4-64)$$

$$I_c = \frac{Q_k}{U} \quad (4-65)$$

$$C = \frac{Q_k}{U^2} \cdot 10^3 \quad (4-66)$$

$$X_c = \frac{U}{I_c} \quad (4-67)$$

în care :

Q_k este puterea condensatorului, în kVar ;

U — tensiunea condensatorului, în kV ;

I_c — curentul condensatorului, în A ;

ω — $2\pi f$ — pulsația ;

X_c — reactanța condensatorului, în Ω .

Condensatoarele trifazate au aceeași putere reactivă dacă (fig. 4.31)

$$C = C_Y = 3C_{\Delta}, \quad (4-68)$$

unde :

C este capacitatea unui condensator monofazat corespunzător ;

C_Y — capacitatea pe o fază, în conexiune stea ;

C_{Δ} — capacitatea pe o fază, în conexiune triunghi.

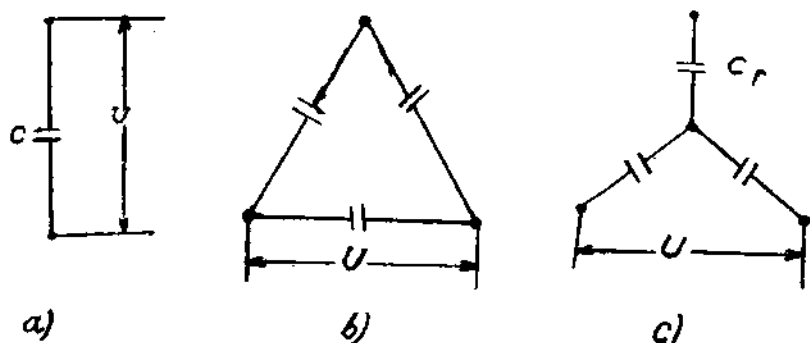


Fig. 4.31. Conectarea bateriilor de condensatoare :

a — condensatoare monofazate ; b — baterii conectate în triunghi ; c — baterii conectate în stea.

Dacă U este tensiunea de linie, în kV, puterea totală a condensatoarelor pentru conexiune trifazată în stea sau în triunghi este :

$$Q_k = U^2 \omega \cdot C_Y \cdot 10^3 \quad (4-69)$$

$$Q_k = 3U^2 \omega \cdot C_{\Delta} \cdot 10^3 \quad (4-70)$$

$$I_c = \frac{Q_k}{U\sqrt{3}} \quad (4-71)$$

$$X_c = \frac{U}{I_c \sqrt{3}}. \quad (4-72)$$

Bateriile de condensatoare consumă din rețea o cantitate foarte mică de putere activă, reprezentînd 0,2—0,6% din puterea lor nominală.

4.5.3. Compararea bateriilor de condensatoare cu compensatoarele sincrone

Alegera tipului instalației de compensare se face pe baza calculelor tehnice economice. La bază stau următoarele ipoteze :

a) compensatorul sincron poate regla tensiunea în mod continuu, în ambele sensuri, prin debitarea sau absorbirea de energie reactivă, în timp ce bateria de condensatoare reglează tensiunea numai în trepte, în sensul creșterii ei ;

b) pierderile de putere activă în compensatoarele sincrone sînt aproximativ de 10 ori mai mari decît în bateriile de condensatoare la aceeași valoare a puterii reactive compensate ;

c) costul relativ (costul raportat la unitatea de putere instalată a instalațiilor de compensare) scade la compensatoarele sincrone odată cu creșterea puterii lor nominale, în timp ce la condensatoarele statice rămîne constant, indiferent de puterea nominală. Din această cauză se recomandă ca pentru puteri compensate pînă la 5 MVar să se folosească baterii de condensatoare, iar pentru puteri mai mari compensatoare sincrone.

CIRCUITE DE COMANDĂ, CONTROL ȘI SEMNALIZARE LA CENTRALELE ȘI STAȚIILE ELECTRICE

5.1. NOȚIUNI GENERALE

Comanda și controlul funcționării echipamentelor electrice se urmărește de la panouri sau pupitre de comandă amplasate în camerele de comandă ale centralelor și stațiilor electrice. Pe panouri și pupitre sînt montate aparatele de măsură și aparatura de comandă pentru generatoare, transformatoare ridicătoare, linii electrice de transport la tensiuni înalte (35—400 kV), transformatoare și circuite de alimentare ale serviciilor interne, aparate de comutație, scheme electrice principale, voltmetre și frecvențmetre pentru sistemele de bare, voltmetre pentru controlul izolației, aparate de sincronizare, aparate de măsură și control pentru circuitele de curent continuu. Tot în camerele de comandă ale centralelor electrice se amplasează panourile cu aparatele de măsură, comandă și protecție pentru circuitele alimentate la tensiunea generatoarelor cît și pentru circuitele principale ale serviciilor interne.

În camerele de comandă ale stațiilor electrice se amplasează panouri și pupitre cu aparate de măsură, comandă și protecție pentru transformatoarele de forță, compensatoare, liniile electrice de 6—400 kV și pentru circuitele de curent continuu.

Circuitele de semnalizare se montează pe panourile din camera de comandă sub forma unor semnalizări generale de avarii (amplasate, de regulă, pe un panou separat pentru semnalizări), cît și sub forma de semnalizări individuale, incluse în panoul de comandă și măsură al fiecărui circuit.

Fig. 5—1 reprezintă schema de principiu a circuitelor de comandă și semnalizare ale dispozitivelor de acționare a aparatelor de comutație dintr-o instalație energetică.

5.2. APARATE DE MĂSURĂ ȘI CONTROL

Aparatele de măsură și control montate în camerele de comandă ale centralelor și stațiile electrice servesc la :

- 1) pornirea și cuplarea în paralel a generatoarelor și liniilor electrice

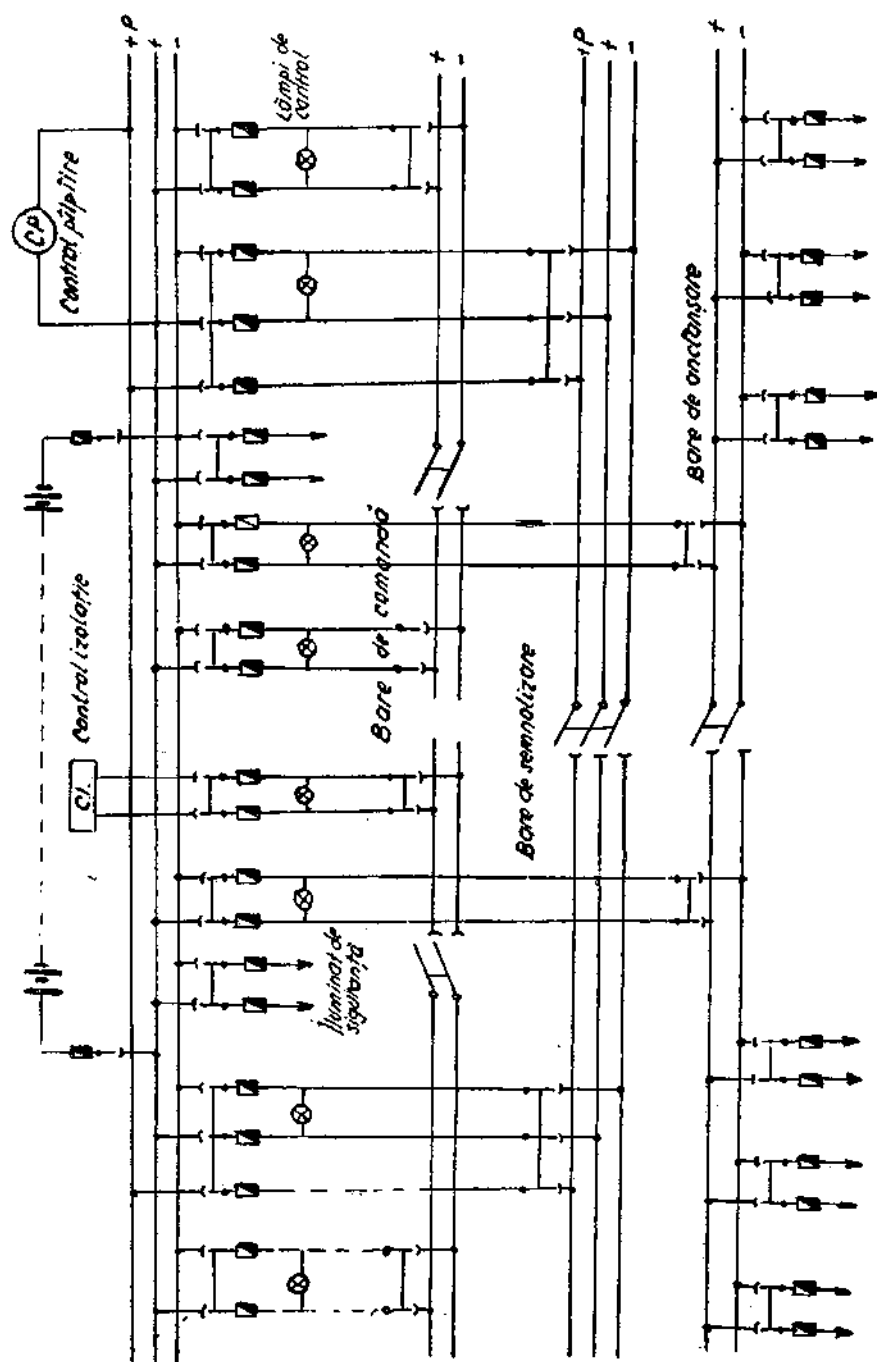


Fig. 5.1. Schema de principiu a circuitelor de comandă și semnalizare dintr-o instalație energetică.

2) controlul repartiției puterilor active și reactive pe generatoarele centralelor, în conformitate cu graficele de sarcină impuse de dispecer;

3) controlul urmăririi încărcării circuitelor, în scopul evitării suprasarcinilor;

4) măsurarea de la distanță a temperaturilor înfășurărilor și circuitelor magnetice ale generatoarelor și transformatoarelor, a răcirii generatoarelor și transformatoarelor (circuit de aer, hidrogen, respectiv ulei), a apei de răcire etc.;

5) controlul izolației circuitelor (la rețelele cu neutrul izolat și a circuitelor de curent continuu).

Numărul, tipurile și schemele de racord ale aparatelor de măsură și control ce se montează pe fiecare gen de instalații electrice depinde de tipul instalației.

În fig. 5.2 sînt indicate aparatele de măsură și control ce se montează pe circuitele instalațiilor principale dintr-o centrală electrică.

a) Pe circuitele *transformatoarelor ridicatoare* de la centralele electrice se prevăd aparatele din fig. 5.2, în cazul în care transformatoarele funcționează atât ca transformatoare ridicătoare cît și ca transformatoare coborîtoare. În cazul în care lucrează numai ca transformator ridicător, voltmetrul (2) are scală simplă și în loc de două contoare (3 și 4) se prevede un singur contor.

Contoarele transformatoarelor se recomandă să se racordeze la reductorii de curent de pe partea de înaltă tensiune, a căror clasă de precizie trebuie să fie minim 0,5.

Controlul de la distanță al temperaturii uleiului (aparatură 5), ca și semnalizarea temperaturii maxime a uleiului (aparatură 6), se prevede numai la transformatoarele de putere mai mare de 3200 kVA. Aparatură (5) poate servi pentru mai multe transformatoare, fiind racordat prin comutator la un număr corespunzător de traductoare.

Pentru transformatoarele cu trei înfășurări se montează aparatele indicate în fig. 5.3.

b) La stațiile de transformare, în *circuitele transformatoarelor coborîtoare* se montează aparate, conform fig. 5.2, numai pe partea de joasă tensiune.

În cazul în care pe barele stației de joasă tensiune este racordat un compensator sincron, se prevăd vatmetre și varmetre pentru compensator, cît și contoare de energie activă și reactivă (atît pentru energia reactivă emisă cît și absorbită de compensator).

c) La *transformatoarele de servicii interne* (fig. 5.2), voltmetrul (2) și termometrul (5) se prevăd numai pentru transformatoare cu puteri peste 1800 kVA.

La transformatoarele de iluminat se montează trei ampermetre pe cele trei faze ale circuitelor de joasă tensiune, spre a se urmări încărcarea uniformă a tuturor fazelor. Transformatoarele de iluminat trebuie, de asemenea, să fie dotate cu contor de energie activă.

d) *Circuitele rețelelor electrice aeriene* (35—400 kV) se dotează conform schemei din fig. 5.2. În plus, fiecare linie trebuie să aibă contoare de energie activă și reactivă, în ambele sensuri.

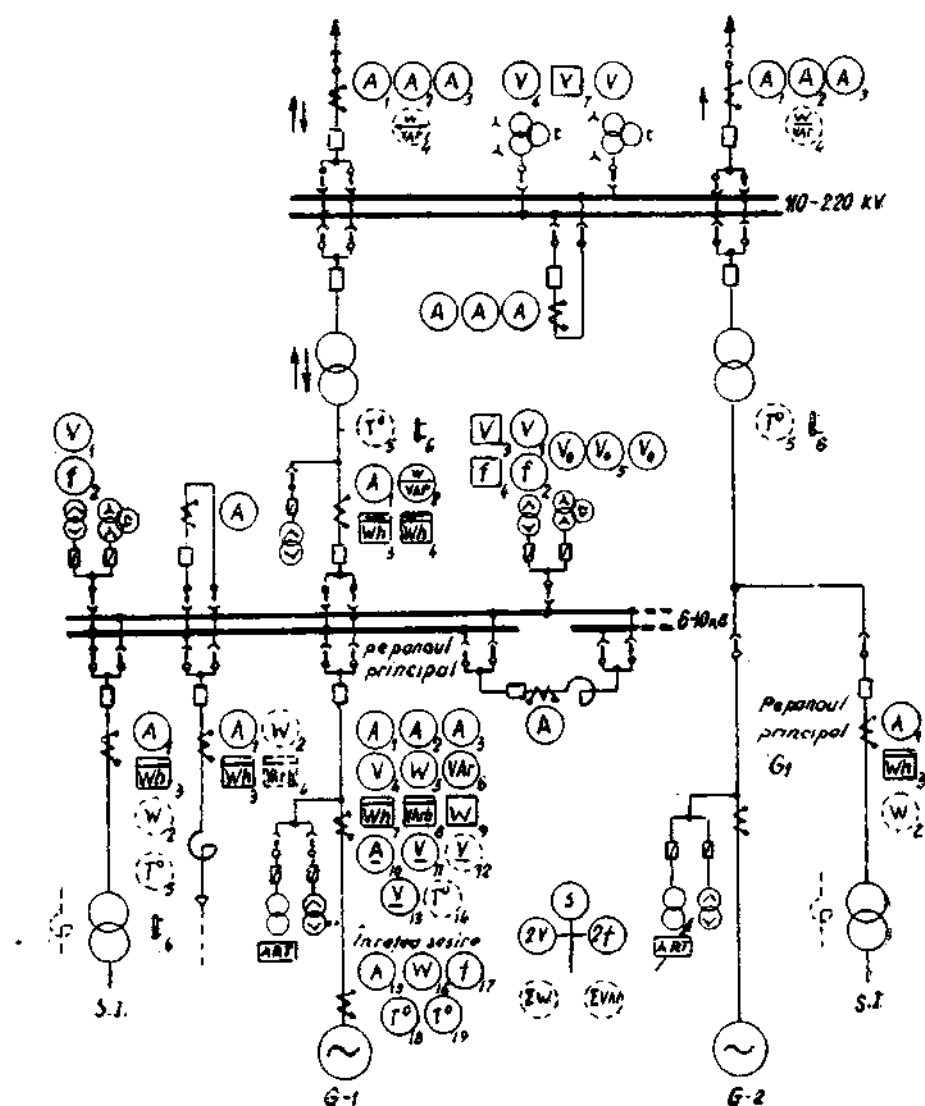


Fig. 5.2. Aparatele de măsură și control de la o centrală electrică.

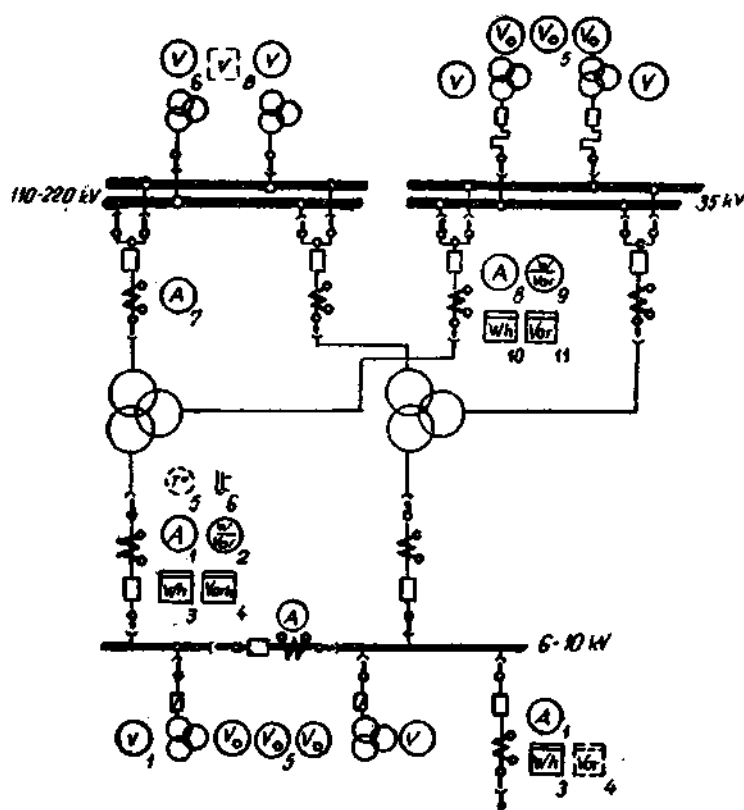


Fig. 5.3. Aparatele de măsură și control dintr-o stație electrică.

e) Circuitele rețelelor aeriene sau cablu de 6—20 kV (fig. 5.2 și 5.3) se echipează astfel:

— voltmetrul (2) se montează numai în cazul când se impune urmărirea riguroasă a sarcinii;

— controlul (4) de energie reactivă se prevede numai în cazul când se urmărește energia reactivă la consumator (respectarea factorului de putere impus);

— aparatele circuitelor de 6—10 kV se montează, de regulă, în celulele stațiilor de distribuție.

f) Barele colectoare ale centralelor și stațiilor electrice (fig. 5.2 și 5.3) se dotează:

— la stațiile electrice frecvențmetrele înregistratoare (4) și indicatoare (2) se montează la barele de înaltă tensiune;

— aparatele cu comutator (3, 4, 5 și 7) se racordează la transformatoarele de tensiune ale sistemelor de bare, independent pentru fiecare bară de aceeași tensiune;

— voltmetrele indicatoare (6) pe barele de 110—220 kV, pot fi racordate prin comutator atît pentru măsurarea tensiunilor de fază cît și de linie;

— voltmetrele înregistratoare (7) se prevăd numai în stațiile nodale ale sistemului.

g) *Aparatele generale pe centrală.* Ca aparate generale pe centralele electrice se prevăd:

— coloana de sincronizare cu dublu voltmetru, dublu frecvențmetru (sau aparate separate) și sincroscoop. La centralele cu puteri mai mari de 50 MVA trebuie să existe două coloane de sincronizare:

— sumatoare de putere activă și reactivă (la centralele de puteri mari; de regulă peste 100 MW);

— voltmetre și frecvențmetre indicatoare în cabinetul directorului și al inginerului de serviciu (numai la centralele mari).

h) *Aparatele de măsură ce se prevăd în circuitele serviciilor interne* (fig. 5.2) sînt:

— voltmetre pentru controlul prezenței tensiunii se montează pe fiecare secție a sistemelor de bare din stațiile de distribuție ale serviciilor interne de 6 și 0,4 kV.

— cîte 3 voltmetre pentru controlul izolației se prevăd pe barele stațiilor de servicii interne la 6 și 0,4 kV.

Schema de racord a voltmetrelor și protecției pentru controlul izolației este indicată în fig. 5.4.

Pe circuitul fiecărui transformator alimentat la tensiunea de 6 kV, ca și pe circuitele motoarelor cu puteri mai mari de 10 kW, se montează cîte un ampermetru pentru controlul sarcinii.

i) *Aparate de măsură în instalațiile de curent continuu.* Pentru circuitele de curent continuu din centralele și stațiile electrice se prevăd minimum următoarele aparate:

— un voltmetru cu comutator pentru controlul tensiunii;

— două voltmetre de control a izolației;

— un ampermetru pentru agregatul de încărcare;

— două ampermetre pentru bateria de acumuloare.

Schema de control permanent a izolației circuitelor de curent continuu este indicată în fig. 5.5, în care rezistențele (R_1) și (R_2) sînt egale. La apariția unei puneri la pămînt, releul (RS) semnalizează.

În tabelul 5.1. este indicat, schematic, numărul minim de aparate de măsură necesare pe diverse circuite.

În afară de schemele electrice cu circuite secundare *individuale* (fiecare circuit primar are circuitele sale secundare independente), ale căror scheme de principiu sînt arătate în fig. 5.6, schemele electrice de manevră și control pot fi pe *principiul preselecției*, care implică prezența unui grup central de aparate de măsură și de comandă, comutabil asupra oricărui circuit primar (fig. 5.7). Schema impune existența unui buton de preselecție (BP) pentru fiecare circuit primar.

Schemele realizate pe principiul preselecției sînt mai puțin sigure și din această cauză, deși sînt mai economice, sînt mai puțin folosite.

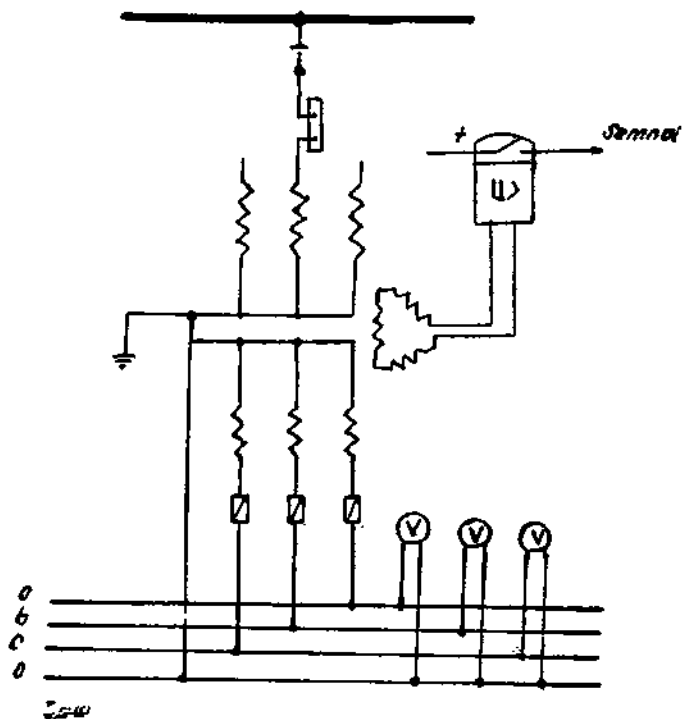


Fig. 5.4. Schema de control a izolației în curent alternativ.

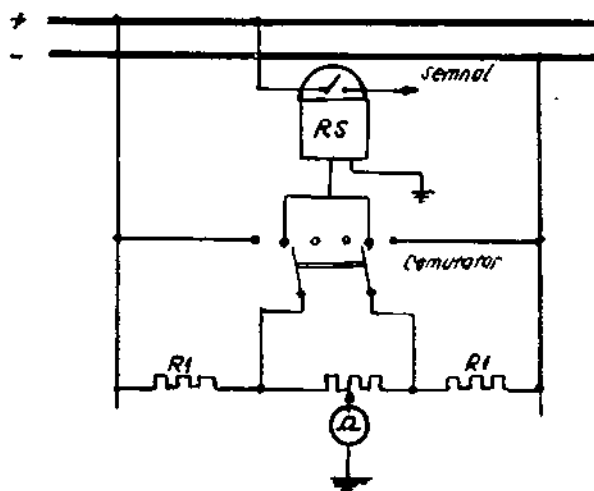


Fig. 5.5. Schema de control a izolației în rețeaua de curent continuu.

TABELUL 5.1.

Aparate de măsură, minim necesare, pe diverse circuite.

SCHEMA circuitului primar	TEN- sion KV	APARATE NECESARE				OBSERVAȚII
		Indica- toare	Inregis- tratoare	CONTOR		
	110-400	(A) (W) (V)	[W-ver]	[W1] [W2] [W3] [W4]	[W5] [W6] [W7] [W8]	*) Eventual pe 6-20 KV la 6 de 35 KV
	35	(A) (V) (V)	[W-ver]	[W1] [W2] [W3] [W4]	[W5] [W6] [W7] [W8]	
	6-20	(A)		[W1] [W2] [W3] [W4]	[W5] [W6] [W7] [W8]	
	110-400	(A) (W) (V)	[W-ver]	[W1] [W2]		*) Pe partea primară a transforma- torului de serviciu proprie
	6-24 ¹⁾	(A) (V) (V)	[W-ver]	[W1] [W2]		
	6	(A)				
	6-24	(A) (A) (A) (V) (W) (W) (V) (V)	[W-ver]	[W1] [W2]		
	6	(A)		[W1]		
	0,4	(A) (A) (A) (V)				
	35-400	(A) (W) (V) (V)	[W-ver]	[W1] [W2] [W3] [W4]	[W5] [W6] [W7] [W8]	*) Eventual faza de semnalizare
	6-20	(A)		[W1] [W2]		
	0,4	(A)		[W1]		
	220-400	(A)				
	6-10	(A)				
	0,4	(A)				
	110-400	(A) (W) (V)	[W-ver]	[W1] [W2] [W3] [W4]	[W5] [W6] [W7] [W8]	
	6-35	(V) (V) (V) (V) (V) (V) (V) (V)	[V] (V) [F] (V)			
Bare colectoare	110-400	(V) (V) (V) (V) (V) (V) (V) (V)	[V] (V) [F] (V)			*) Dacă la centrale sau la stații im- portante
	6-35	(V) (V) (V) (V) (V) (V) (V) (V)	[V] (V) [F] (V)			
	35		(A)			
	0,4-6	(A)				

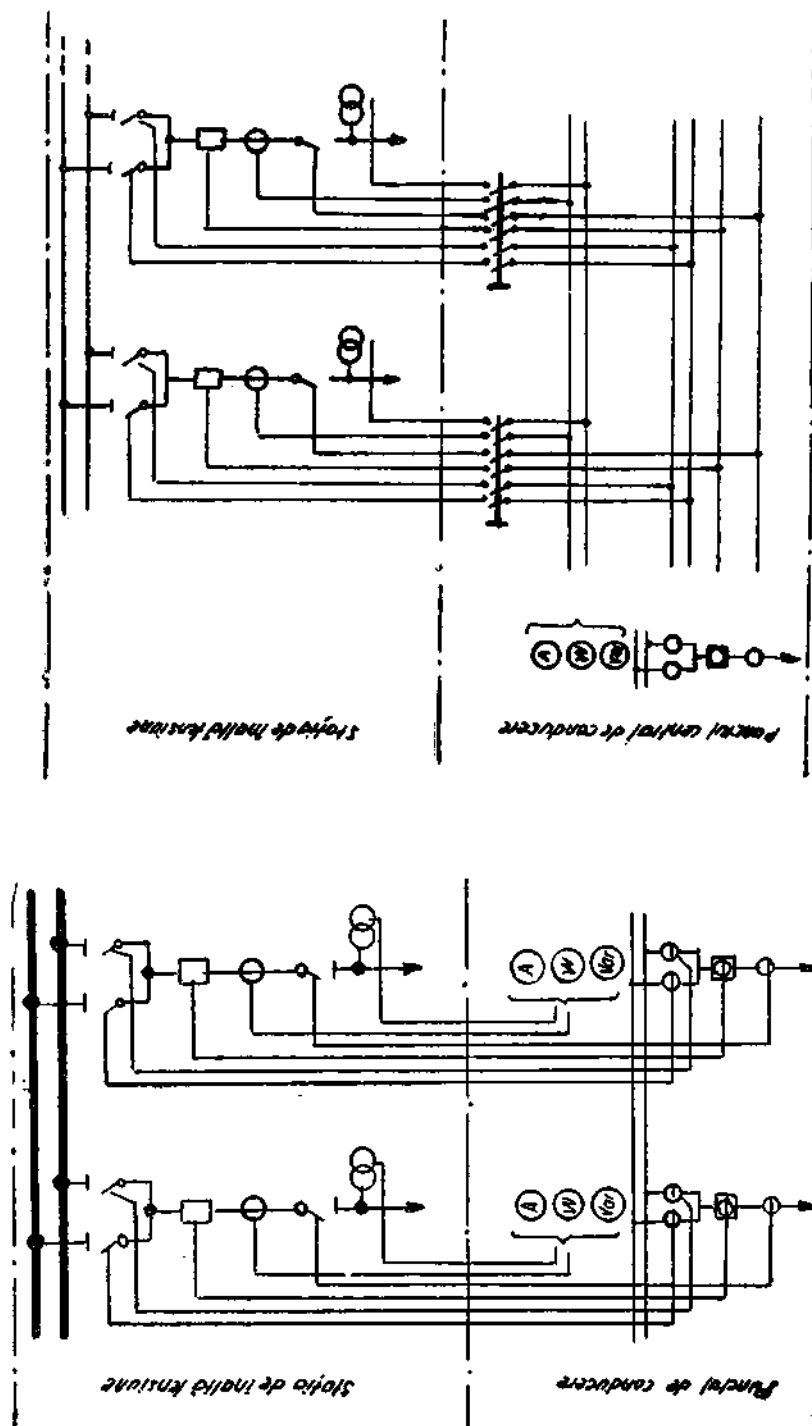


Fig. 5.6. Schema de principiu a unei stații electrice cu circuite secundare individuale, având interupătoare și separatoarele comandate de la distanță.

Fig. 5.7. Schema de principiu a unei stații electrice cu preselecția celulei.

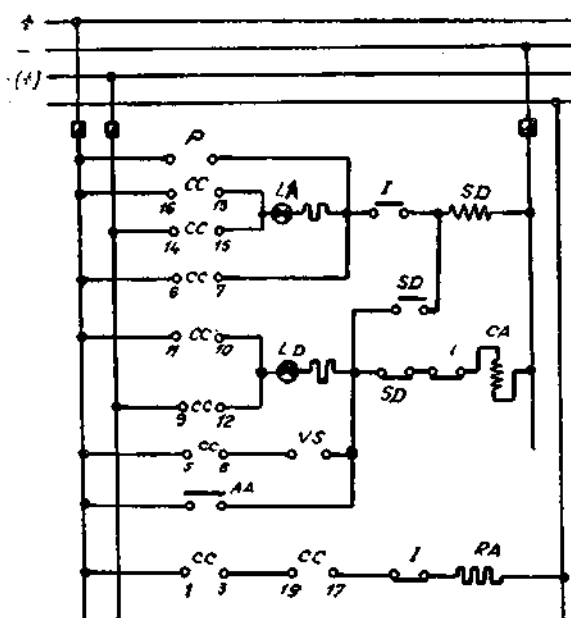
5.3. COMANDA DE LA DISTANȚĂ

Pentru comanda de la distanță a aparatelor de comutație (întreruptoare, separatoare) se folosesc dispozitive de acționare electrice, pneumatice etc.

Schema de comandă are inclusă în ea atât circuitul de comandă al dispozitivului de acționare cât și controlul executării comenzii (prin semnalizare acustică sau luminoasă). În fig. 5.8 este arătată schema de comandă a unui întreruptor, cu dispozitiv de acționare electric, verificarea corectitudinii acționării făcându-se cu semnalizare luminoasă.

Poziția contactelor din fig. 5.8 corespunde stării normale a aparatului sau a releului de protecție (aparatul deconectat și bobina releului fără tensiune).

Lămpile de semnalizare din schema 5.8 se prevăd cu rezistențe adiționale astfel alese încât curentul ce trece prin bobinele operative (CA) și (SD)



Baretele de comandă la camera de comandă
Baretă de pîlpire
Baretă semnalizării de avarie

Siguranțe
Declanșare prin protecție
Semnalizarea anclanșării de la distanță
Circuit de declanșare
Semnalizarea anclanșării automate
Comanda de declanșare
Blocajul la sărituri
Semnalizarea declanșării de la distanță

Circuit de anclanșare
Semnalizarea declanșării automate
Anclanșare de la distanță prin sincronizare
Anclanșare automată
Circuit de semnalizare acustic al declanșării de avarie

Barele de alimentare SA în stația de distribuție
Siguranțe
Circuitul solenoidului de anclanșare

Fig. 5.8. Schema comenzii de la distanță a unui întreruptor cu acționare electrică:

cc — cheie comandă; P — protecție; LA — lampă semnalizare anclanșare; LD — lampă semnalizare declanșare; I — contacte întreruptor; SD — solenoid declanșare; CA — contactor anclanșare; SA — solenoid anclanșare; RA — rezistență adițională; VS — verificarea sincronizării; AA — anclanșare automată.

să reprezinte maxim 10—15% din curentul nominal de lucru al bobinelor (spre a nu le permite să lucreze).

Contactele de control a sincronismului (VS) se prevăd doar pe circuitele întreruptoarelor a căror anclanșare se face numai cu controlul sincronizării (la generatoare, întreruptoare de secționare a barelor, întreruptoare de cuple transversale etc.).

Fig. 5.9 reprezintă diagrama unei chei de comandă, frecvent întâlnită în instalațiile electrice din România.

Numerele contractelor Pozitia cheii de comandă	1-3		6-7		5-8		9-12		11-10		14-15		16-13		19-17	
Declanșat																
Pregătit anclanșare		x						x		x		x		x		
Anclanșare						x								x		
Anclanșat		x					x							x		
Pregătit declanșare									x		x					
Declanșare			x						x		x					

Fig. 5.9. Diagrama cheii de comandă (corelată cu fig. 5.8):

X — contact închis; — contact deschis.

5.4. CIRCUITE DE SEMNALIZARE

În instalațiile electroenergetice se folosesc în mod obișnuit următoarele circuite de semnalizare:

a) semnalizare de poziție, care indică poziția aparatelor de comutație (anclanșat, declanșat);

b) semnalizare de avarie, care poate fi generală sau individuală, cu indicarea circuitului avariât și a protecției prin care a declanșat circuitul;

c) semnalizare de avertizare, al cărei rol este de a preveni personalul de exploatare când se depășesc parametrii nominali de exploatare (temperaturi curenți, tensiuni etc.) fără a fi periclitată încă integritatea echipamentelor;

d) semnalizare de comandă, destinată legăturii dintre personalul de la diferite locuri de muncă; în practică, o astfel de semnalizare se realizează între camerele de comandă termice și camera de comandă centrală din centralele electrice;

e) semnalizarea de siguranță, caracterizată prin indicarea continuității circuitelor de comandă și protecție, a existenței curentului operativ etc.

În camerele de comandă ale centralelor și stațiilor electrice se prevăd semnalizări de poziție ale tuturor întreruptoarelor și separatoarelor ce se comandă din camera de comandă, semnalizări de avarie, semnalizări de funcționare a anclanșării automate a rezervei (AAR), a reanclanșărilor

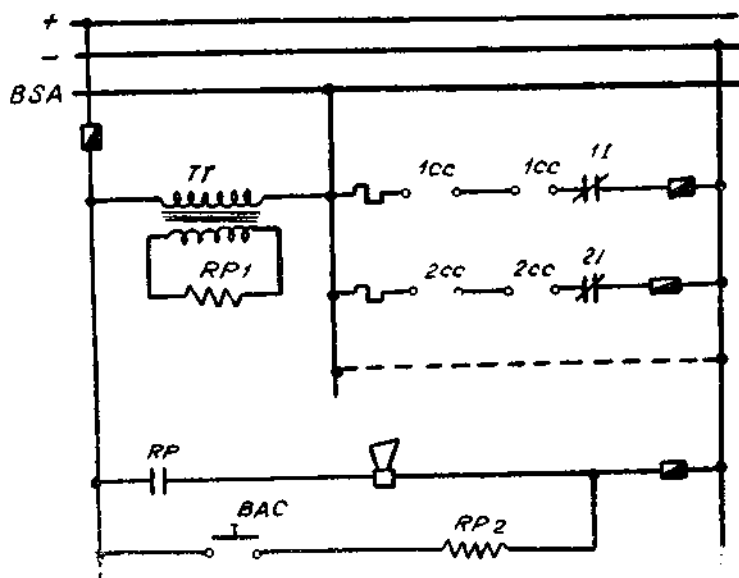


Fig. 5.10. Schemă de semnalizare de avarie cu anularea centralizată a semnalului :

TT — transformator de tensiune ; 1cc, 2cc — chei de comandă ; 1I, 2I — bloc de contacte întreruptoare ; RP₁, RP₂ — bobinele releului polarizat RP ; BAC — buton de anularea centralizată a semnalului ; BSA — bareta semnalizării de avarie.

automate pe linii (RA), ca și semnalizări de avertizare (suprasarcini, temperaturi ridicate, puneri la pământ în circuitele de curent continuu și alternativ).

La stațiile electrice la care nu există comandă la distanță a separatoarelor electrice (la stații cu $U \leq 35$ kV) nu se prevede semnalizarea de poziție pentru aceste separatoare.

În fig. 5.10 se arată o schemă de semnalizare de avarie cu anularea centralizată a semnalului și acțiune repetată, iar în fig. 5.11 schema de avertizare de comandă dintre o cameră de comandă electrică și o sală de mașini dintr-o centrală electrică.

5.5. BLOCAJE

La centralele și stațiile electrice circuitele de comandă și acționare trebuie prevăzute cu blocaje care să împiedice efectuarea operațiilor greșite (să se respecte ordinea impusă de tehnologia manevrei). Cele mai frecvente blocaje întâlnite sînt blocajele care evită manevrarea separatoarelor electrice sub sarcină.

Din punct de vedere constructiv, blocajele se pot realiza mecanic, pneumatic sau electromagnetic.

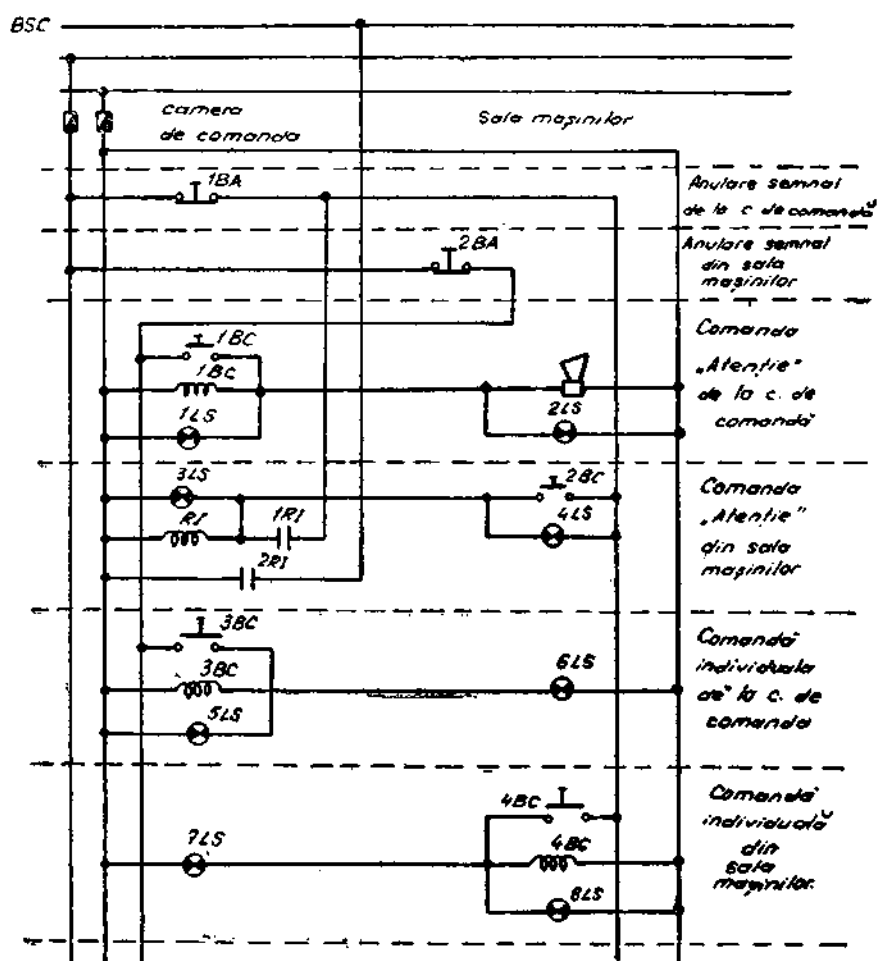


Fig. 5.11. Schema semnalizării de comandă :

LS — lampă semnalizare ; BA — butoane anulare ; BC — contactoare și butoane de comandă.

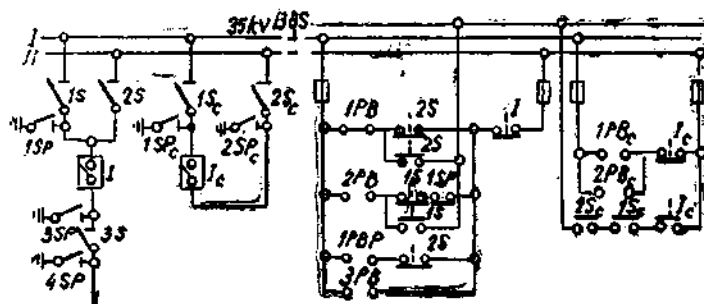


Fig. 5.12. Schema blocării electromagnetice a separatoarelor într-o stație cu sistem dublu de bare.

În instalațiile electrice prevăzute cu dispozitive de acționare pneumatice se utilizează blocaje electropneumatice.

În fig. 5.12 este reprezentată schema unui blocaj electromagnetic pentru separatoarele unui sistem dublu de bare. Separatoarele unei celule sînt blocate față de separatoarele și întreruptorul celulei cuplei transversale.

5.6. CAMERE DE COMANDĂ

Camerele de comandă sînt încăperile din centralele și stațiile electrice în care se află amplasate instalațiile de comandă, control, măsură, semnalizare și protecție ale instalațiilor tehnologice și din care se conduce și supraveghează întregul proces tehnologic operativ al instalațiilor.

Orice cameră de comandă din centralele și stațiile electrice este constituită din două părți distincte :

a) *spațiul central sau perimetrul principal ori conturul operativ* al camerei de comandă, în care sînt concentrate aparatele care trebuie să se afle în orice moment la dispoziția personalului de deservire și în care se găsește în permanență cel puțin un operator ;

b) *spațiul anex sau spatele camerei de comandă*, în care sînt montate panouri cu aparate de măsură, control și protecție ce nu impun o supraveghere permanentă din partea personalului de serviciu.

5.6.1. Dispoziția funcțiunilor în spațiul central

Principalele funcțiuni reprezentate în spațiul central, care caracterizează structura sa sînt : măsura indicatoare, semnalizarea de poziție a aparatelor de comutare și comanda acestor aparate.

Soluțiile uzuale folosite în îndeplinirea acestor funcțiuni sînt :

a) *Toate funcțiunile de pe un tablou vertical*. Este o soluție incomodă care obligă deplasarea operatorului și ocupă mult spațiu. Soluția se folosește relativ puțin, aplicîndu-se doar la stațiile electrice de mică importanță

b) *Măsura indicatoare și semnalizarea de poziție pe un tablou vertical, comanda pe pupitru*. Soluția se poate îmbunătăți prin dotarea pupitrului de comandă cu post telefonic și prin utilizarea pupitrului și ca birou de scris. Soluția permite o vedere de ansamblu mai bună a aparatelor și o deservire mai comodă, fiind soluția cea mai utilizată în camerele de comandă de la centralele și stațiile electrice.

c) *Toate funcțiile pe un pupitru*. Soluția impune o amplasare foarte compactă a aparatelor, necesitînd, de regulă, aparate de dimensiuni reduse și sisteme de preselecție a circuitelor de măsură. Soluția oferă posibilitate unei prefabricări totale și a unui montaj ușor, dar nu poate fi folosită decît la instalații cu un număr redus de circuite.

În ceea ce privește amplasarea aparatelor pe pupitre sau panouri, trebuie avut în vedere că în fața operatorului să se găsească aparatele cele mai importante, în zona sa de acțiune și a cîmpului său vizual amplasîndu-se

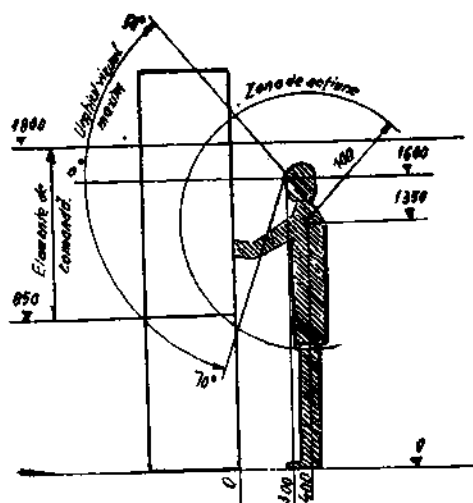


Fig. 5.13. Unghiul vizual și zona de acțiune în cazul unui tablou vertical.

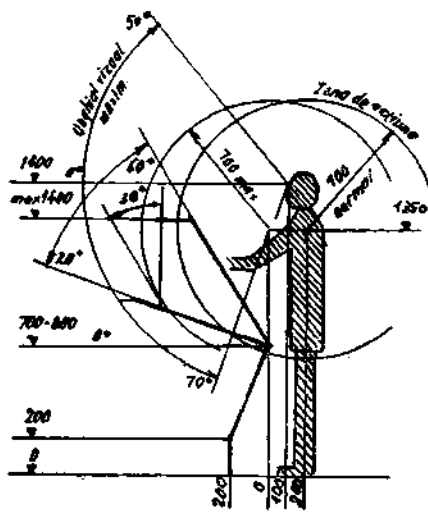


Fig. 5.14. Unghiul vizual și zona de acțiune în cazul unui pupitru.

totdeauna aparatele de măsură și semnalizare ce trebuie supravegheate permanent și aparatele de comandă la care se intervine cel mai frecvent. În figurile 5.13; 5.14; 5.15 și 5.16 sînt indicate unghiul vizual și zona de acțiune în cazul unui tablou vertical, al unui pupitru, al unui pupitru-birou și, respectiv, al unui tablou combinat cu un pupitru-birou.

Aparatele care se află în afara spațiului central și deci nu trebuie să se găsească în permanență în atenția operatorului, se montează de preferință la înălțimi cuprinse între 0,60 și 1,90 m, dacă necesită citiri la anumite intervale (exemplu: contoarele), între 0,70 și 1,60 m, dacă necesită intervenții la anumite intervale (exemplu: aparatele înregistratoare), între 0,60 și 2,00 m, dacă nu necesită nici o deservire (exemplu: releele).

Pentru aparatele situate în spatele camerei de comandă, unul din criteriile de amplasare este ordinea și simetria. Releele și aparatele auxiliare aparținînd unei anumite instalații trebuie grupate astfel încît să se identifice cu ușurință.

5.6.2. Dispoziția generală a camerelor de comandă

La stabilirea dispoziției generale a camerei de comandă trebuie să se țină seama de următoarele considerente:

a) Dimensiunile spațiului central trebuie să fie suficient de reduse, astfel încît citirea aparatelor de măsurat indicatoare de către operatorul așezat la birou sau la pupitru-birou să se facă cu ușurință. În acest scop, distanța dintre operator și aparatele de măsurat se coordonează cu dimensiuni-

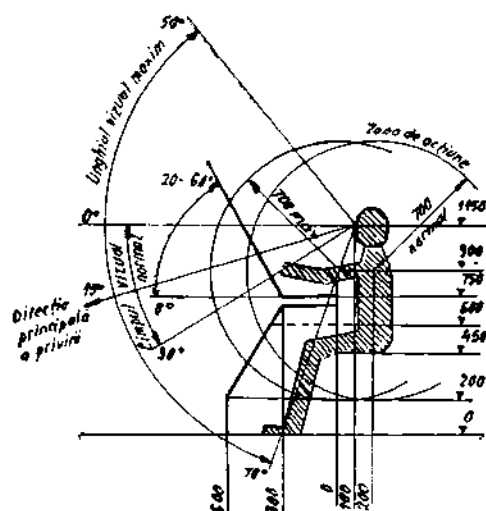


Fig. 5.15. Unghiul vizual și zona de acțiune în cazul unui pupitru-birou.

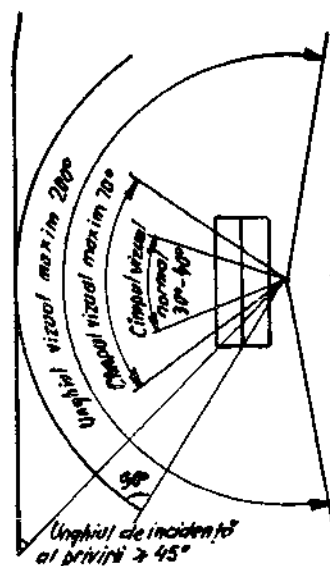
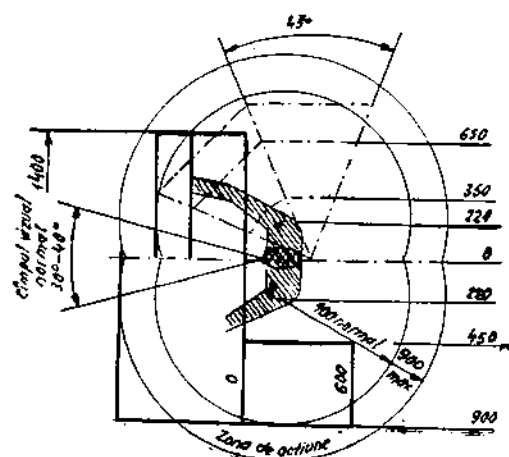
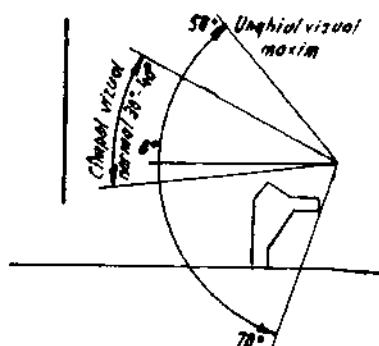


Fig. 5.16. Unghiul vizual în cazul unui tablou combinat cu un pupitru-birou.

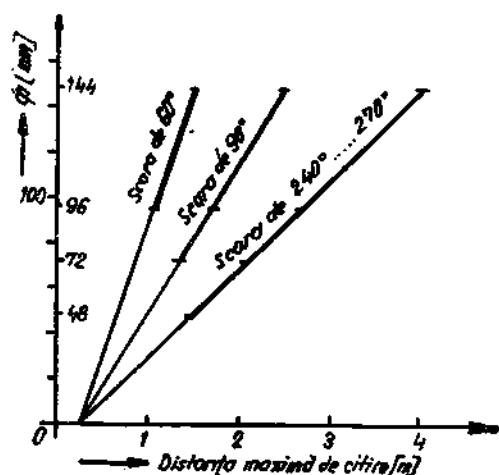


Fig. 5.17. Distanța maximă de citire pentru aparatele de măsură de formă pătrată.

teral față de operator, pe uși cu balamale de 0,75—0,80 m; trebuie să existe și o ușă cu dimensiune corespunzătoare pentru introducerea panourilor și pupitrelor.

d) Pentru evitarea monotoniei în observarea permanentă a aparatelor, în camera de comandă se prevăd stimulente, care să nu distragă atenția operatorului (exemplu: o vedere spre exterior, plante ornamentale, acvarii etc.).

e) În afara spațiului central, lățimea coridoarelor de trecere dintre șirurile de panouri trebuie să respecte minimum dimensiunile indicate în tabelul 5.2

TABELUL 5.2

Lățimea minimă recomandată pentru coridoarele de trecere dintre șirurile de panouri, în m.

	A	B	C	D	E	F
A	1,40	1,20	1,40	1,40 0,80 + x	1,20 0,80 + x	1,20
B	1,20	0,80	1,20	1,20 0,60 + x	0,80 0,60 + x	0,80
C	1,40	1,20	1,40	1,40 0,80 + x	1,20 0,80 + x	1,20
D	1,40 0,80 + x	1,20 0,60 + x	1,40 0,80 + x	1,40 0,80 + x	1,20 0,80 + x	1,20 0,60 + x
E	1,20 0,80 + x	0,80 0,60 + x	1,20 0,80 + x	1,20 0,80 + x	0,80 0,60 + x	0,80 0,90 + x
F	1,20	0,80	1,20	1,20 0,60 + x	0,80 0,60 + x	—

nile acestor aparate sau, mai precis, cu lungimea scării gradate (fig. 5.17). Se recomandă din acest punct de vedere folosirea aparatelor în formă de pătrat, cu ax central, ca fiind cele mai avantajoase.

Distanța dintre pupitru și tablou, precum și dintre birou și pupitru, se recomandă să fie de maxim 1 m.

b) Repartiția tensiunilor în spațiul central să se facă astfel încât în fața aparatelor să se găsească elementele cele mai importante, sau cele care trebuie urmărite cu cea mai mare atenție.

c) Intrarea în spațiul central este recomandabil să se facă la-

(valoarea corespunzătoare se găsește la intersecția rindului și coloanei aferente tipurilor de panouri aflate de o parte și de cealaltă a coridorului.) În cazul panourilor cu uși spre coridor, sînt indicate două valori, cea mai mare dintre ele urmînd să fie considerată ca valoare minimă recomandabilă (în ipoteza că ușile nu se deschid decît la circa 90°).

f) Extinderea unei camere de comandă fiind problemă extrem de dificilă, se prevede de la început spațiul necesar extinderii, la stabilirea căruia se ține seama de :

- extinderea instalațiilor primare,
- completarea protecțiilor și automatizărilor,
- introducerea de telecomenzi, calculatoare etc.

g) Amplasarea stîlpilor de susținere (cînd camera de comandă are dimensiuni mari) trebuie să se prevadă în afara spațiului central sau cel mult pe perimetrul principal, astfel încît să nu deranjeze dispoziția aparatajului, să nu oblige la fracționarea tablourilor și să nu blocheze circulația.

h) Deoarece sub camera de comandă se află, de regulă, podul de cabluri, la dispoziția aparatajului în camera de comandă trebuie să se țină seama de traseul fluxului de cabluri, spre a-l realiza cel mai simplu și mai economic

i) Panourile și dulapurile din exteriorul spațiului central trebuie să fie astfel dispuse, încît lungimea coridoarelor de acces dintre ele să nu depășească 6 m. În caz contrar, se recomandă a se lăsa spații libere în șirurile de panouri pentru ușurarea circulației.

Spre exemplificare, în fig. 5.18 și 5. 19 sînt reprezentate dispozițiile camerelor de comandă ale unei stații de 110/220 kV și ale unei centrale termoelectrice.

5.6.3. Aparatajul camerei de comandă

La alegerea aparatajului pentru circuitele secundare trebuie să se țină seama de :

- caracteristicile necesare dictate de schemele electrice în care se încadrează aparatele ;
- caracteristicile legate de modul și locul de montare, de dimensiunile și aspectul general al instalației.

Forma, dimensiunile și aspectul exterior al aparatelor trebuie alese în concordanță cu ansamblul instalațiilor. Se recomandă alegerea de aparate moderne, precise, estetice, cu bună vizibilitate, chiar dacă aceasta conduce la o creștere a costului investiției.

În spațiul central toate aparatele se montează îngropat din considerente estetice. Sistemul de fixare trebuie să permită înlocuirea lor rapidă (în acest sens, se recomandă aparatele tip fișă), iar între aparte se lasă o distanță cît mai mică dar suficientă — ca operația de înlocuire sau intervenția la un aparat să nu deranjeze aparatele vecine.

Aparatele trebuie să fie rezistente la vibrații, dar se iau și măsuri de atenuare a transmiterii vibrațiilor pe panourile pe care se montează aparatele

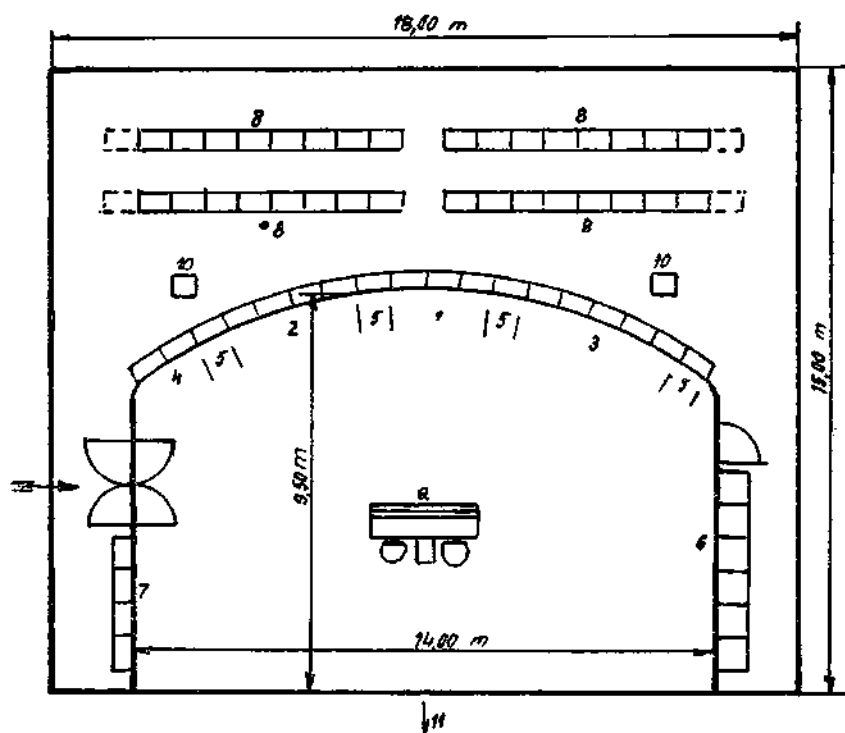


Fig. 5.18. Dispoziția generală a unei camere de comandă electrice la o stație de 220/110/kW

1 — partea de 220 kV; 2 — partea de 110 kV; 3 — partea de 10 kV; 4 — semnalizări; 5 — rezerve; 6 — servicii proprii; 7 — aparate înregistratoare și contoare; 8 — protecțiile și automatizări; 9 — pupitre-birou; 10 — stâlpi de susținere; 11 — vedere spre stațiile exterioare.

Aparatele de semnalizare de poziție indică poziția întrerupătoarelor și separatoarelor și se montează, de regulă, în cadrul unei scheme sinoptice oarbe sau luminoase, reprezentând instalația comandată.

Schema oarbă se caracterizează prin faptul că legăturile electrice sau de altă natură între aparate sînt reprezentate prin linii sau sînt figurate prin barete în relief. Pe aceste linii pot fi intercalate elemente de semnalizare optică pentru indicații suplimentare.

Schema luminoasă are legăturile dintre aparate reprezentate prin linii luminoase sau care pot deveni luminoase, indicînd astfel prezența înaltei tensiuni sau alte situații. O soluție bună constă în adoptarea unei scheme luminoase, ale cărei linii, în mod normal neluminate (dar vizibile), se luminează la efectuarea manevrelor, în caz de incident în instalații sau la comandă.

Aparatele de semnalizare și simbolurile din schema oarbă sau luminoasă trebuie să fie simple, clare, foarte vizibile și ușor de interpretat. Dimensiunile schemei și ale elementelor componente se corelează cu distanța pînă la operator.

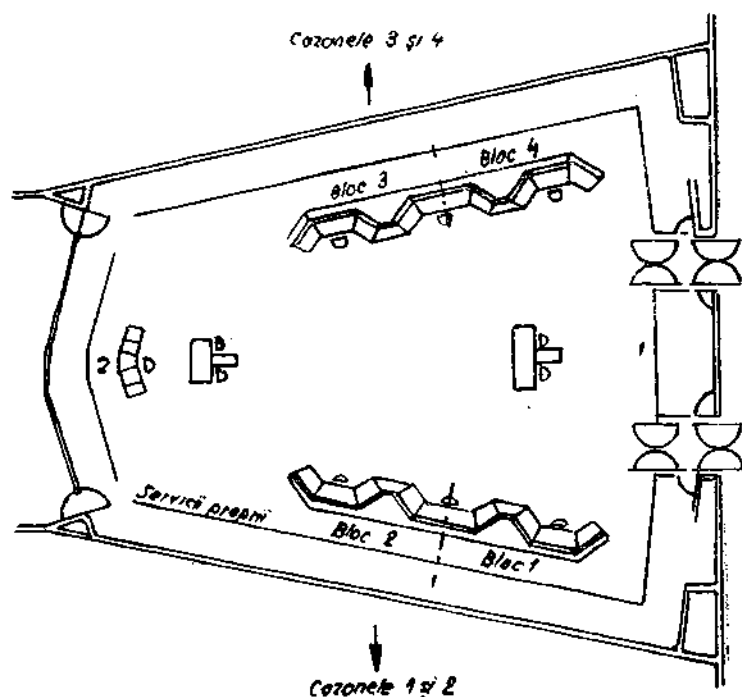


Fig. 5.19. Dispoziția generală a unei camere de comandă combinată :
termică, electrică și de despecer a unei centrale termoelectrice :
1 — controlul instalațiilor pentru apa de răcire ; 2 — partea electrică.

La alegerea aparatelor de semnalizare trebuie să se acorde o atenție deosebită modalității de control a integrității circuitelor, în vederea depistării imediate și sigure a indicațiilor greșite datorită întreruperii unui circuit.

Aparatele de comandă sînt reprezentate prin comutatoare, butoane, chei de comandă, etc. și se montează în mod obișnuit tot în cadrul schemei oarbe sau luminoase a instalației conduse.

Deși majoritatea instalațiilor existente sînt dotate cu aparate de comandă complicate (chei cu contact multiple), tendința modernă este de a folosi butoane cit mai simple, în special cînd se folosește tehnica curenților slabi sau elemente de comutație statice. Butoanele necesită însă un element suplimentar pentru semnalizarea de poziție.

Aparatele de măsură indicatoare se montează, de regulă, pe tabloul sau pupitrul care conține aparatul de semnalizare sau de comandă cu variantele :

- intercalarea aparatelor de măsurat în schema oarbă ;
- amplasarea aparatelor în afara schemei oarbe sau luminoase, dar în dreptul circuitelor cărora le aparține.

Varianta a este mai rar folosită și impune aparate de format mic ; varianta b este mai clară și cunoaște o largă răspîndire în țara noastră.

În cazul schemelor cu un număr mare de circuite, numărul de aparate de măsură se reduce prin folosirea metodelor de preselecție. Reducerea la minim a aparatelor de măsurat indicatoare se recomandă și din considerente de evitarea supraîncălcării transformatoarelor de măsură.

5.6.4 Conductoarele

Conductoarele de legătură între aparatele unui tablou, panou sau pupitru și între aparatele și șirurile de cleme formează cablajul.

Conductoarele folosite în circuitele secundare trebuie să aibă un diametru minim de 0,5 mm, la tensiuni până la 60 V, și o secțiune de minimum 1,5 mm², la tensiuni mai mari de 60 V, materialul folosit fiind, de regulă, cuprul.

În ceea ce privește modul de realizare a cablajului, în practică se folosesc:

a) *Cablajul plat*, când conductoarele sînt grupate în fascicule plane, îndoit în unghiuri drepte și rigidizate între ele cu coliere din aluminiu sau alt material. Circuitele prezintă un aspect estetic, se pot urmări ușor, dar se consumă mult material și manoperă.

b) *Cablajul în mănunchiuri*, când se grupează mănunchiuri de conductoare rotunde, prinse din loc în loc cu un colier. Locul conductoarelor în fascicul nu interesează. Soluția este destul de folosită la aceleași tipuri de panouri și pupitre (cu scheme identice), este mai economică, dar posibilitățile de urmărire a circuitelor sînt și aspectul estetic lasă de dorit.

c) *Cablajul în canale* se remarcă prin folosirea de jgheaburi din material plastic rigid, închise cu o piesă tot de material plastic, în care se pozează conductoarele. Jgheaburile sînt prevăzute cu fante pentru introducerea sau scoaterea conductoarelor la punctele de racord. Soluția este foarte economică dar impune folosirea de materiale rezistente la foc pentru confecționarea jgheaburilor.

d) *Cablajul direct* constă în realizarea legăturilor între bornele aparatelor și șirul de cleme — pe drumul cel mai scurt, conductorul pozîndu-se pe pereții interiori ai panourilor sau pupitrelor. Soluția este economică, ușor de realizat, dar necesită prezența unui perete rigid pe care să se pozeze conductorul.

e) *Cablajul cu conductoare multifilare* este, practic, o variantă modernă a cablajului plat sau în mănunchiuri. Se folosește în tehnica curenților slabi și prezintă marele avantaj că rămîn totdeauna circuite de rezervă ce pot fi folosite ulterior cu mare eficacitate în exploatare.

CIRCUITE DE PROTECȚIE PRIN RELEE ÎN INSTALAȚIILE ELECTRO- ENERGETICE

Protecția prin relee a unei instalații electrice reprezintă totalitatea dispozitivelor și aparatelor destinate să asigure în mod automat deconectarea instalației în cazul apariției unui defect care prezintă pericol imediat pentru ea. În cazuri mai puțin periculoase, instalația de protecție semnalizează numai apariția regimului anormal.

Funcționarea protecției separă, de regulă, elementul defect de restul sistemului electric, realizând prin aceasta:

- limitarea dezvoltării defectului și transformării lui în avarie de proporții;
- evitarea distrugerii elementului la care a apărut defectul;
- restabilirea unui regim normal de funcționare în restul sistemului electric.

Protecția prin relee trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

a) să acționeze *rapid*, reducând la minim efectul termic al curenților de scurtcircuit ce apar în timpul defectului, cât și al căderilor de tensiune ce influențează negativ dezvoltarea momentelor active ale motoarelor electrice. Acționarea rapidă a protecției are influențe pozitive și asupra păstrării stabilității dinamice a generatoarelor electrice;

b) să acționeze *selectiv*, adică să deconecteze numai elementul în care a apărut defectul, celelalte părți componente ale sistemului electric rămânând în funcțiune;

c) să funcționeze *sigur*, adică să acționeze corect în toate cazurile când este necesar (să nu aibă refuzuri în funcționare) și să nu acționeze atunci când nu este cazul (să nu aibă funcționări intempestive);

d) instalația de protecție prin relee trebuie să fie *sensibilă*, adică să aibă proprietatea de a acționa în cazul unor abateri cât mai mici de la valoarea normală a mărimii fizice controlate.

De regulă, sensibilitatea protecțiilor este apreciată cu ajutorul coeficientului de sensibilitate K_s , care în cazul protecțiilor maxime de curent, de exemplu, este dat de relația:

$$K_s = \frac{I_{sc\ max}}{I_{dp}}, \quad (6-1)$$

În care:

$I_{sc\ min}$ este valoarea minimă posibilă, la un timp egal cu timpul de acționare al protecției, a componentei alternative a curentului, în cazul unui scurtcircuit în zona protejată;

I_{dp} — valoarea curentului de demarare al protecției.

Valoarea coeficientului K_s depinde de tipul protecției și de natura elementului protejat și variază între 1,2 și 2,0;

e) Protecția prin relee a unei instalații trebuie să acționeze corect *independent de schema de conexiuni* a sistemului electric la un moment dat. Deși curenții de scurtcircuit variază în funcție de schema de conexiuni, protecția prin relee trebuie astfel calculată încât să funcționeze corect la defectele apărute, în oricare din regimurile de funcționare posibile. Acționarea corectă a protecției prin relee se verifică atât pentru regimul maxim, cât și pentru regimul minim al elementului protejat; în regimul maxim se verifică selectivitatea, iar în regimul minim se verifică sensibilitatea protecției.

f) Instalația de protecție prin relee se alege și în funcție de *eficiența economică* atât din punct de vedere al costului instalației propriu-zise cât și al cheltuielilor de întreținere și reparații, inclusiv al eventualelor daune pe care prezența instalației de protecție le înlătură.

6.1. PRINCIPALELE TIPURI DE PROTECȚIE PRIN RELEE

6.1.1. Protecția de curent

Protecțiile de curent acționează în cazul creșterii curentului din circuitul protejat peste valoarea stabilită, numită *curent de demarare* al protecției (i_{dp}). Fiind alimentat printr-un transformator de curent, cu raportul de transformare n_{TC} , valoarea curentului de demaraj al releului maximal de curent este:

$$i_{dp} = \frac{I_{dp}}{n_{TC}}. \quad (6-2)$$

Spre a funcționa sigur trebuie să fie satisfăcute condițiile:

$$I > I_{dp}; \quad I_{dp} > I_{nom}; \quad I_{dp} > I_{max\ sarcina}, \quad (6-3)$$

I fiind curentul de defect din circuitul primar al elementului protejat;

I_{nom} — curentul nominal al circuitului protejat;

$I_{max\ sarcina}$ — curentul sarcinii maxime a circuitului protejat.

De asemenea, curentul de revenire al protecției maxime de curent (I_{rev}) trebuie să fie mai mare decât curentul nominal I_{nom} .

Se definește curentul de revenire (I_{rev}):

$$I_{rev} = K_{rev} \cdot I_{dp}$$

unde K_{rev} este coeficientul de revenire și se ia, de regulă, 0,85.

La protecțiile maxime de curent ce acționează împotriva suprasarcinilor, curentul de demaraj al releului se calculează (în circuitul primar) astfel :

$$I_{dp} = \frac{K_s}{K_{rev}} \cdot I_{nom}. \quad (6-5)$$

În tabelul 6.1 se indică formulele și modul de calcul al curenților de demaraj pentru diferite tipuri de protecții frecvent folosite în instalațiile electrotehnice.

6.1.2. Protecția de tensiune

Protecțiile de tensiune sînt de două categorii : *minimale și maxime*.

a) Protecțiile de *minimă tensiune* se folosesc frecvent și acționează în cazul căderilor de tensiune ce însoțesc scurtcircuitul. Releul de minimă tensiune acționează cînd tensiunea (U) din circuitul protejat scade sub valoarea stabilită pentru acționarea protecției, numită *tensiunea de demaraj* a protecției (U_{dp}), adică este îndeplinită condiția :

$$U < U_{dp}. \quad (6-6)$$

Pentru ca protecția de minimă tensiune să nu funcționeze incorect mai trebuie satisfăcute condițiile :

$$U_{dp} < U_{nom} \text{ și } U_{dp} < U_{min\text{ expl}}, \quad (6-7)$$

în care U_{nom} și $U_{min\text{ expl}}$ sînt tensiunea nominală și, respectiv, tensiunea minimă de exploatare a circuitului protejat.

În practică se determină (U_{dp}) cu relația :

$$U_{dp} = \frac{U_{min\text{ expl}}}{K_s \cdot K_{rev}}, \quad (6-8)$$

în care :

$K_s = 1,1-1,15$ — coeficientul de siguranță ;

$K_{rev} = 1,15$ — coeficientul de revenire,

iar valoarea tensiunii de demaraj, în circuit secundar, prin formula :

$$U_{dp} = \frac{U_{dp}}{n_{TT}}, \quad (6-9)$$

n_{TT} fiind raportul de transformare al reductorului de tensiune.

b) Protecțiile *maximale de tensiune* se folosesc mai rar (mai ales la hidrogeneratoare, la linie de foarte înaltă tensiune) și acționează la creșterea tensiunii la bornele circuitului protejat peste valoarea tensiunii de demaraj a protecției cînd este îndeplinită condiția :

$$U > U_{dp}. \quad (6-10)$$

TABELUL 6.1

Curenții de demaraj pentru protecțiile maxime și secționările de curent.

Elementul protejat	Tipul de protecție	Formula de calcul	Ks	Krev	Parametrii de calcul
Generatoare și transformatoare	Maximală de curent cu blocaj de minimă tensiune	$I_{dp} = \frac{K_s \cdot I_n}{K_{rev}}$	1,2	0,85	I_n — curentul nominal pe generator sau transformator U_{min} — tensiunea minimă de lucru U_{min} pe linie = $0,9-0,95 U_n$ $U_{min} f_{azd} = 0,9-0,95 \frac{U_n}{\sqrt{3}}$
	Maximală de curent împotriva suprasărilor	$I_{dp} = \frac{K_s \cdot I_n}{K_{rev}}$	1,1	0,85	
	Maximală de curent	$I_{dp} = \frac{K_s \cdot I_e}{K_{rev}}$	1,05	0,85	I_n — curentul nominal al transformatorului
	Secționarea de curent	$I_{dp} = K_s \cdot I_{sc}^{(1)}$	1,2	0,85	I_e — curentul maxim de sarcină în exploatare (cu influența autopoziției motoarelor la AAR)
Transformatoare	Maximală de curent pe noul transformator	$I_{dp} = K_s \cdot I_{dp}^{(1)}$	1,3	—	$I_{sc}^{(1)}$ — valoarea maximă a componentei periodice ($t=0$) a curentului de scurtcircuit trifazic pe partea de j.T.
	Diferențială de curent incompletă (ca protecție de rezervă)	$I_{dp} = K_s \cdot I_{dp}^{(1)}$	1,1	—	I_{dmotor} — curentul de demaraj al protecției
	Maximală de curent	$I_{dp} = \frac{K_s \cdot I_e}{K_{rev}}$	1,4	0,85	I_e — curentul maxim de exploatare al consumatorilor (cu influența autopoziției motoarelor la AAR)
	Secționare de curent	$I_{dp} = K_s \cdot I_{sc}^{(1)}$	1,25—1,4	0,85	I_e — curentul maxim de sarcină pe linie, când alimentarea de rezervă este scoasă
Linii 6—20 kV	Maximală de curent	$I_{dp} = \frac{K_s \cdot I_e}{K_{rev}}$	1,3—1,5	—	$I_{sc}^{(1)}$ — valoarea maximă a componentei periodice a curentului de scurtcircuit trifazic ($t=0$)
	Secționare de curent	$I_{dp} = K_s \cdot I_{sc}^{(1)}$	1,2	0,85	I_n — curentul nominal al motorului
	Maximală de curent	$I_{dp} = \frac{K_s \cdot I_n}{K_{rev}}$	1,4—1,8	—	I_{por} — componentă periodică a curen- tului de pornire al motorului la $U=U_n$ și alunecare relativă cu 1 (cu rezistența rotorică scoasă la motoarele cu rotorul bobinat)
	Secționare de curent	$I_{dp} = K_s \cdot I_{por}$			

Din aceleași considerente de funcționare sigură, ca și la releele maximale de curent, analog trebuie satisfăcute condițiile :

$$U_{dp} > U_{nom} ; \quad U_{dp} > U_{max\ exp}, \quad (6-11)$$

în care $U_{max\ exp}$ este tensiunea maximă de exploatare a circuitului protejat.

Protecțiile cu rele maximale de tensiune alimentate cu componentele de secvență homopolară sau inversă a tensiunii se folosesc frecvent pentru protecția în filtre a anumitor instalații din sistemele electrice (exemplu : controlul punerilor la pământ în sistemele cu neutrul izolat).

6.1.3. Protecția direcțională

Protecțiile direcționale acționează în cazul când apare o modificare importantă a defazajului dintre curentul și tensiunea din circuitul protejat. În exemplul din fig. 6.1, în cazul unor linii cu alimentare din ambele capete, în regim normal, sensul convențional de curgere a curenților este cel din fig. 6.1, existînd un decalaj dintre curent și tensiune în punctul E al circuitului (fig. 6.2). În regim de avarii, în cazul unui scurtcircuit în punctul K , sensul convențional de curgere a curenților pentru punctul E din sistem se schimbă, decalajul dintre tensiune și curent se modifică, practic, cu 180° , ceea ce va face să provoace acționarea protecțiilor direcționale.

Din fig. 6.1 se constată că sensul curentului se modifică numai pe linia în care a apărut defectul, deci protecția va acționa numai asupra întreruptorului din elementul avariât. Datorită acestui fapt, protecția direcțională, împreună cu alte protecții, este folosită pentru asigurarea selectivității în instalațiile de protecții prin rele.

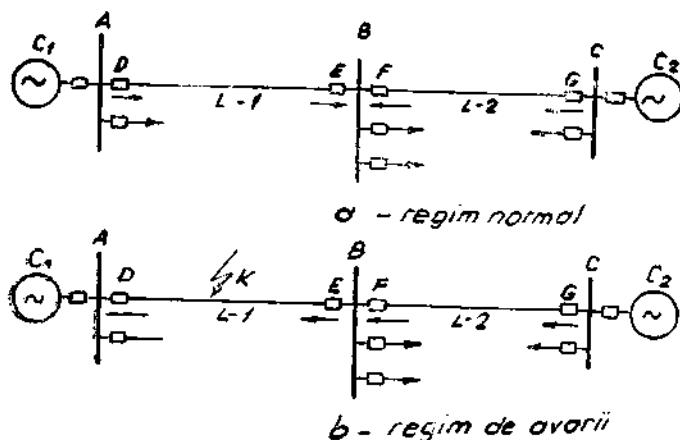


Fig. 6.1. Principiul de funcționare a protecției direcționale.

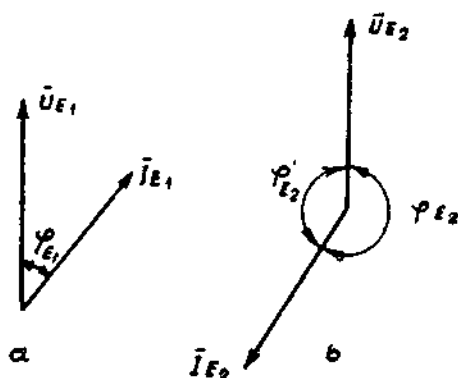


Fig. 6.2. Diagrama vectorială a tensiunii și curentului:

a — în regim normal ; b — în regim de avarie.

6.1.4. Protecția diferențială

Protecțiile diferențiale acționează când apare o diferență între valorile curenților la cele două capete ale zonei protejate (fig. 6.3). Când defectul este în afara zonei protejate (zonă cuprinsă între reductoarele de curent—fig. 6.3, a), atunci curentul care trece prin releul diferențial este, practic, zero, deoarece :

$$i_a = i_b \text{ iar } i_d = i_a - i_b \approx 0. \quad (6-12)$$

În cazul unui defect în interiorul zonei

$$i_a \neq i_b \text{ iar } i_d = i_a + i_b \neq 0 \quad (6-13)$$

și deci releul diferențial va acționa, provocând declanșarea întreruptoarelor ce asigură zona protejată. Se observă astfel că protecția diferențială este o

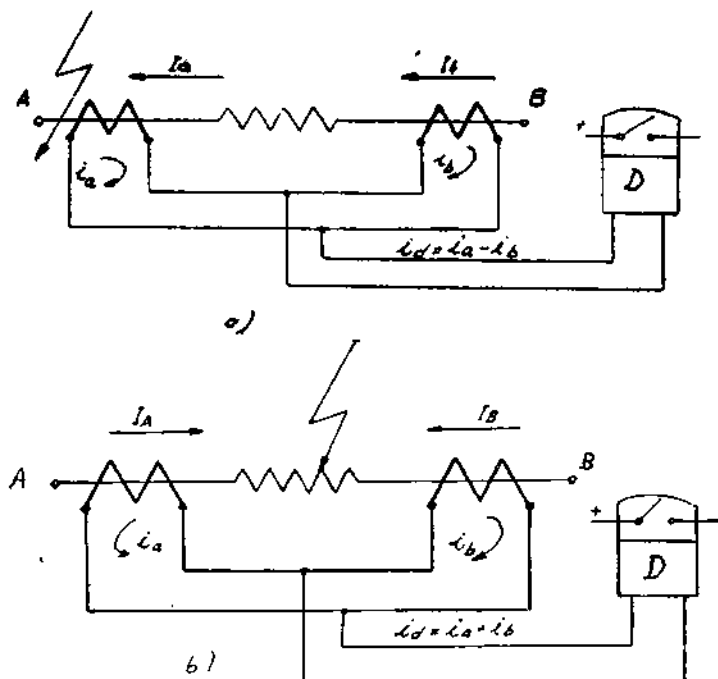


Fig. 6.3. Principiul de funcționare a protecției diferențiale :

a — defect în afara zonei protejate ; b — defect în interiorul zonei protejate.

protecție selectivă, iar prin faptul că funcționează la diferența curenților din cele două capete ale zonei protejate, diferență care în regim normal este, practic, egală cu zero (curentul de demarare al protecției diferențiale este foarte mic), conduce la mărirea sensibilității protecției.

6.1.5. Protecția de distanță

Protecția de distanță se utilizează cu relee de impedanță, care acționează atunci când impedanța circuitului protejat se micșorează. În regim normal, relele protecției măsoară o valoare relativ ridicată a impedanței circuitului protejat. În cazul unui scurtcircuit în zona protejată, prin creșterea curentului I și scăderea tensiunii U , scade impedanța Z a circuitului, deoarece $Z=U/I$. Acționind la această scădere, relele de impedanță funcționează ca niște relee minimale.

În cazul unui defect într-unul din elementele sistemului electric (generator, transformator, linie, etc.), prin elementul defect circulă curenți mari în comparație cu curenții din restul elementelor sistemului, iar tensiunile la capetele elementului sînt minime. Datorită acestui fapt, relele de impedanță de la capetele elementului vor măsura impedanțe minime, în raport cu celelalte relee de impedanță din sistem, și deci vor acționa. Protecția de distanță este o protecție selectivă, deși prezintă zone moarte, pentru evitarea cărora trebuie prevăzute protecții suplimentare de rezervă.

6.1.6. Protecția cu filtre

Se folosește împotriva scurtcircuitelor nesimetrice cînd apar componente de secvență homopolară (în cazul punerilor la pămînt) sau componente de secvență inversă ale curenților și tensiunilor. Conectîndu-se protecția prin intermediul unor filtre de componente simetrice se poate asigura acționarea protecției numai în cazul anumitor tipuri de defecte (exemplu: protecțiile împotriva punerilor la pămînt în generatoare se realizează cu ajutorul filtrelor componente de secvență homopolară — FCSH — sau al transformatoarelor de secvență homopolară — TSH).

6.1.7. Protecția prin curenți de înaltă frecvență

Această protecție se utilizează în linii lungi de înaltă tensiune, unde apare necesitatea transmiterii de semnale între dispozitivele de protecție de la cele două capete ale liniei — aflate la mare distanță — pentru asigurarea simultană a rapidității și a selectivității.

Semnalele de înaltă frecvență se transmit fie prin conductoarele liniilor protejate, fie cu canale radio prin radiorelee.

6.1.8. Protecția termică

Protecțiile termice acționează la creșterea temperaturii care însoțește scurtcircuitul sau suprasarcinile. Releele termice folosite funcționează, de regulă, pe principiul dilatării neuniforme a bimetalului. Ele se folosesc de obicei la protejarea motoarelor electrice de joasă tensiune.

6.1.9. Protecția cu rele de gaze

Se folosește numai la transformatoare, autotransformatoare și bobine de compensație în cuvă cu ulei, fiind realizate cu rele de gaze montate pe conductă dintre cuvă și conservator. Principiul de funcționare se bazează pe degajarea de gaze care are loc în cazul defectelor din interiorul cuvei.

6.2. PROTECȚII DE BAZĂ, DE REZERVĂ ȘI AUXILIARE

Protecția de bază a unei instalații electrice este destinată să acționeze cu rapiditate la defecțiunile apărute în limitele instalației protejate.

Protecția de rezervă a aceleiași instalații este aceea care înlocuiește acțiunea protecției de bază, în cazul unui refuz de acționare al acesteia sau în cazul când ea se găsește în revizie sau reparație. Protecția de rezervă trebuie să acționeze cu un timp mai mare decât protecția de bază, pentru a permite lichidarea defecțiunilor de către aceasta, în cazul când funcționează corect.

Rezerva unei protecții de bază poate fi asigurată prin :

- a) protecția elementului vecin (rezerva de la distanță) ;
- b) o protecție suplimentară, instalată pe același element (rezervă locală) ;
- c) un releu suplimentar introdus în schema protecției elementului vecin, care însă comandă declanșarea întreruptorului elementului considerat la o treaptă de timp superioară (rezervă prin întreruptor).

În cazurile în care protecțiile de bază nu pot acoperi întreaga lungime a circuitului protejat, rămân porțiuni în care defecțiunile nu pot fi sesizate (*zone moarte*) și atunci se montează protecții suplimentare — *auxiliare* — pentru a asigura protecția împotriva defectelor ce pot apărea în zonele moarte. În unele cazuri, rolul protecției auxiliare poate fi preluat de protecțiile de rezervă.

6.3. PARAMETRII PRINCIPALI AI RELEELOR

Releele de protecție se caracterizează prin următorii parametri mai importanți :

Curentul și tensiunea nominală reprezintă valorile curentului și tensiunii la care au fost dimensionate relele pentru a putea funcționa în permanență.

Valoarea de demaraj (de pornire, de lucru, de acționare) reprezintă acea valoare a parametrului controlat la care releul începe să funcționeze (mișcarea elementelor mobile, închiderea sau deschiderea contactelor).

Valoarea de revenire este acea valoare a parametrului controlat la care releul comandă variația în sens invers, pînă în poziția de repaus, a elementelor sale mobile (la releele cu comutație statică — a mărimii din circuitul de ieșire), în raport cu variația din momentul acționării.

Factorul de revenire este raportul dintre valoarea de revenire și valoarea de demarare. Cu cît factorul de revenire este mai apropiat de unitate, cu atît releul este de calitate mai bună. La releele maximele factorul de revenire este subunitar, iar la cele minime supraunitar.

Timpul propriu de acționare a releului este timpul care trece din momentul variației parametrilor controlați de releu pînă în momentul închiderii (sau deschiderii) depline a contactelor. Pentru releele cu comutație statică el reprezintă durata din momentul variației parametrilor controlați pînă în momentul variației în salt a mărimii din circuitul de ieșire al releului.

Puterea consumată (putere de acționare) este puterea consumată de bobinele releului pentru acționare. Acest parametru caracterizează sensibilitatea releului, puterea consumată fiind, practic, invers proporțională cu gradul de sensibilitate.

Puterea comandată de contactele releului (puterea de rupere, capacitatea de comutare) este puterea din circuitul pe care îl pot stabili sau întrerupe contactele releului, fără ca acestea să se deterioreze. Puterea de rupere a contactelor se indică atît în curent continuu cît și în curent alternativ.

Poziția normală a contactelor reprezintă poziția pe care o ocupă contactele releului, atunci cînd prin bobinele sale nu circulă curent.

Eroarea releului este diferența dintre valoarea reală de demaraj și valoarea parametrului controlat la care releul a fost reglat să acționeze, denumită valoare reglată. Cu cît eroarea releului este mai mică, cu atît sensibilitatea, selectivitatea și siguranța în funcționare a releului sînt mai bune.

Cursa de inerție reprezintă timpul în care sistemul mobil al releului continuă să se deplaseze în virtutea inerției, după ce cauza care provocase deplasarea a dispărut. Ea caracterizează calitatea releului, recomandîndu-se să aibă valori cît mai mici.

Stabilitatea termică și electrodinamică, ca pentru orice aparat electric, reprezintă proprietatea releului de a suporta timp limitat fără nici un fel de deteriorări efectele termice și dinamice ale curenților de scurtcircuit.

6.4. CLASIFICAREA RELEELOR DE PROTECȚIE

Releele folosite în instalațiile de protecție se pot clasifica după :

a) *modul de conectare în circuit* în care sens există :

- rele primare, prin care circulă curentul primar din circuitul protejat ;
- rele secundare, alimentate prin intermediul transformatoarelor de măsură ;

— relee de timp, intermediare și de semnalizare, alimentate prin contactele altor relee;

b) *modul de acționare asupra întreruptorului*, când pot exista:

— relee cu acționare directă, provocând direct declanșarea întreruptorului;

— relee cu acționare indirectă, care comandă declanșarea întreruptorului prin intermediul altor relee sau dispozitive;

c) *natura parametrului controlat*, când releele pot fi de curent, de tensiune, de impedanță etc.

d) *principiul de construcție și funcționare*, releele folosite în instalațiile de protecție putând fi (fig. 6.4):

- relee electromagnetice (polarizate și nepolarizate);
- relee de inducție;
- relee magnetoelectrice;
- relee electrodinamice;
- relee cu tuburi electronice;
- relee cu semiconductoare;
- relee magnetice (cu circuite magnetice saturabile sau cu amplificatoare magnetice);
- relee termice;
- relee de gaze.

6.5. PROTECȚIA ECHIPAMENTELOR ELECTRICE ÎN INSTALAȚIILE DE PRODUCERE ȘI DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

6.5.1. Protecția generatoarelor electrice

Potrivit normelor în vigoare, generatoarele electrice trebuie să fie prevăzute cu protecții împotriva defectelor interne (în stator și rotor) și împotriva regimurilor anormale și funcționare.

Defectele interne în statorul generatorului pot fi scurtcircuitate polifazate, puneri la pământ sau scurtcircuitate între spirele aceleiași faze.

Defectele interne în rotorul generatorului sînt punerile la pământ într-un punct al circuitului de excitație, care nu prezintă pericol imediat, și dublă punere la pământ a circuitului de excitație, care poate provoca deterioarea gravă a generatorului.

Regimurile anormale de funcționare sînt provocate de suprasarcini, supra-tensiuni, creșterea temperaturii înfășurărilor și a fierului din stator peste limitele normale (provocate și de defectarea sistemului de răcire).

Protecția prin relee a generatorului îndeplinește următoarele funcțiuni:

- comandă declanșarea întreruptorului;
- comandă acționarea automatului de dezexcitare rapidă (ADR);
- semnalizează defectele apărute.

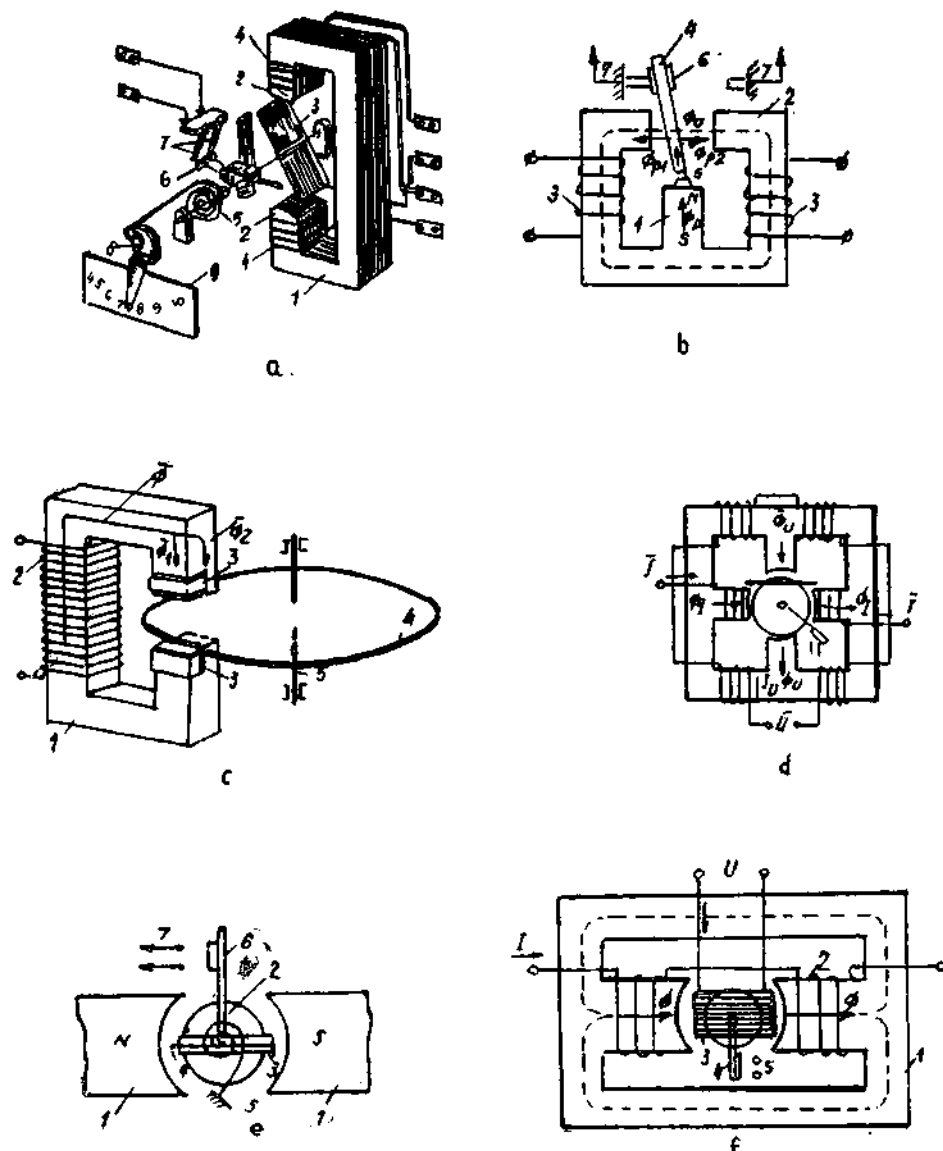


Fig. 6.4. Diferite tipuri de releu :

a — releu electromagnetic (1 — circuit magnetic; 2 — piese polare; 3 — armătură mobilă; 4 — bobine; 5 — resort; 6 — contact mobil; 7 — contacte fixe; 8 — pârghie de reglaj; 9 — scală); *b* — releu electromagnetic polarizat (1 — magnet permanent; 2 — piese polare; 3 — bobine; 4 — armătură mobilă; 5 — articulație; 6 — contacte mobile; 7 — contacte fixe); *c* — releu de inducție (1 — circuit magnetic; 2 — bobină; 3 — spire în scurtcircuit; 4 — disc; 5 — ax); *d* — releu de inducție cu rotor cilindric; *e* — releu magnetoelectric (1 — magnet permanent; 2 — miez cilindric; 3 — cadru mobil; 4 — bobina mobilă; 5 — spire de bronz fosforos; 6 — contact mobil; 7 — contacte fixe); *f* — releu electrodinamic (1 — circuit magnetic; 2 — bobină; 3 — cadru mobil cu bobină; 4 — contact mobil; 5 — contacte fixe).

Prescripțiile de amenajare a instalațiilor de protecție prin relee prevăd următoarele tipuri de protecții pentru generatoarele de putere mai mare de 1 250 kVA, care debitează pe bare colectoare la tensiunea generatoarelor :

a) protecții maxime de curent provocate de scurtcircuituri exterioare (fig. 6.5) ;

b) protecția maximală de curent împotriva supratensițiilor provocate de suprasarcină (fig. 6.5) ;

c) protecția diferențială longitudinală împotriva scurtcircuiturilor polifazate în stator (fig. 6.6) ;

d) protecția diferențială transversală împotriva scurtcircuiturilor între spirele aceleiași faze din stator (fig. 6.7) ;

e) protecția de secvență homopolară împotriva punerilor la pământ în stator (fig. 6.8) ;

f) protecția rotorului împotriva dublei puneri la pământ (fig. 6.9) ;

g) protecția împotriva creșterilor de tensiune (mai ales la hidrogenerator — fig. 6.10).

Schema de ansamblu a protecțiilor unui generator ce debitează direct pe barele consumatorilor este indicată în fig. 6.11.

6.5.2. Protecția transformatoarelor electrice

Transformatoarele se prevăd cu protecții împotriva defectelor și a regimurilor anormale. Defectele cele mai frecvente la transformatoare sînt scurtcircuiturile între faze și punerile la pământ monofazate, iar regimurile periculoase sînt supratensițiile (create de scurtcircuiturile exterioare sau suprasarcini) și scăderea nivelului de ulei în cuva transformatorului.

Dotarea transformatoarelor cu protecții depinde de puterea lor, astfel :

a) pentru transformatoarele cu puteri egale sau mai mari de 5 600 kVA se prevăd : protecție maximală, protecție diferențială și protecție cu releu de gaze ;

b) pentru transformatoarele cu puterea cuprinsă între 1000 kVA și 5600 kVA se prevăd : protecție maximală, secționare de curent și protecție cu releu de gaze, cu excepția transformatoarelor ce funcționează în paralel cu alte transformatoare a căror putere totală depășește 1000 kVA, cînd se prevăd aceleași protecții ca la pct. a ;

c) pentru transformatoarele cu putere cuprinsă între 580—1000 kVA se prevăd : protecție maximală și secționare de curent și protecție cu releu de gaze ;

d) pentru transformatoarele cu puterea mai mică de 560 kVA se prevăd numai protecție maximală și secționare de curent, releele de gaze prevăzîndu-se numai în cazuri cu totul excepționale.

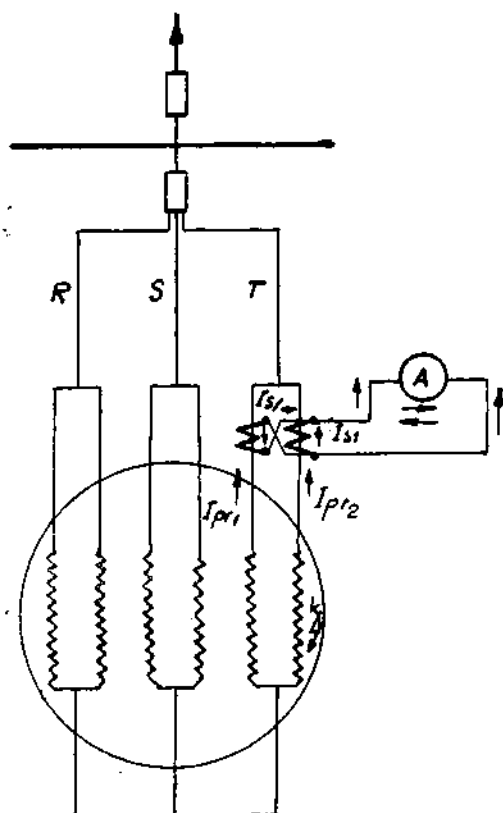
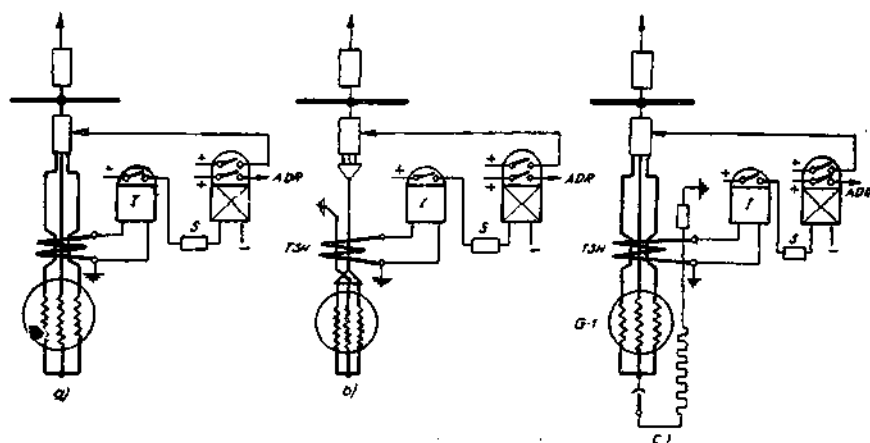


Fig. 6.7. Principiul de realizare a protecției diferențiale transversale la generatoare

Fig. 6.8. Protecția generatoarelor împotriva punerilor la pământ în stator, realizată cu TSH

a — pentru generatoare cu neutrul izolat, legate la barele colectoare prin conductori neizolați; b — pentru generatoare cu neutrul izolat, legate la barele colectoare prin cablu; c — pentru generatoare cu neutrul legat la pământ.



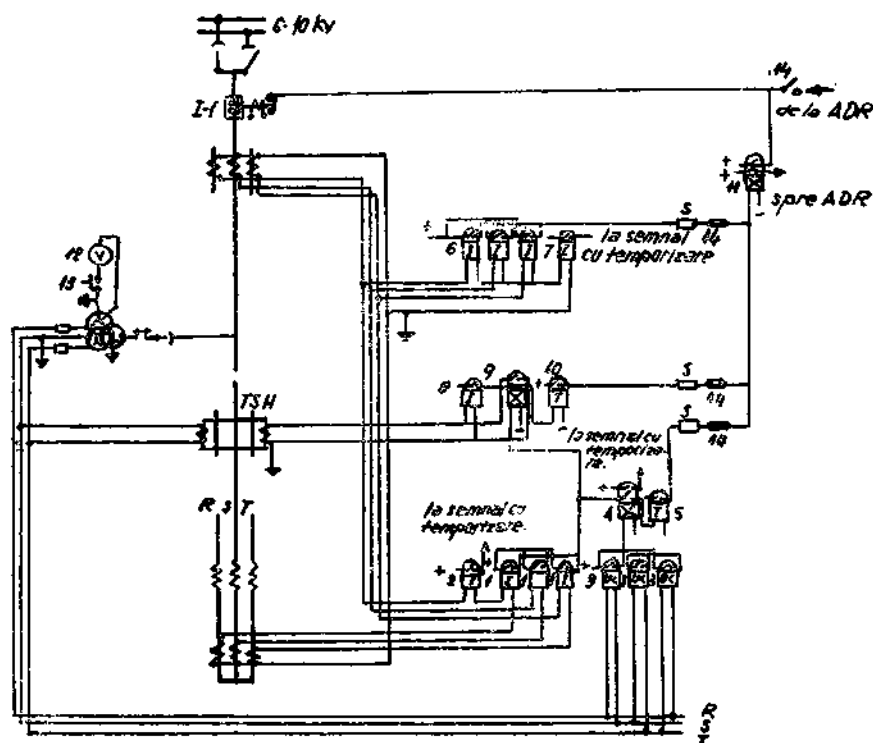


Fig. 6.11. Schema de ansamblu a protecțiilor unui turbogenerator de putere mai mare decât 1250 kVA.

Uneori, transformatoarele sînt prevăzute și cu protecție împotriva punerii la pămînt monofazate, montată pe circuitul de legare la pămînt al cuvei (Chevalier), cînd transformatorul este legat la o rețea cu curenți mari de punere la pămînt (fig. 6.12).

În fig. 6.13 și 6.14 sînt indicate schemele de ansamblu ale protecțiilor unui transformator cu două, respectiv trei înfășurări.

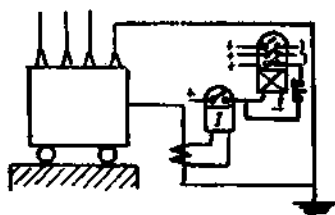


Fig. 6.12. Protecția Chevalier.

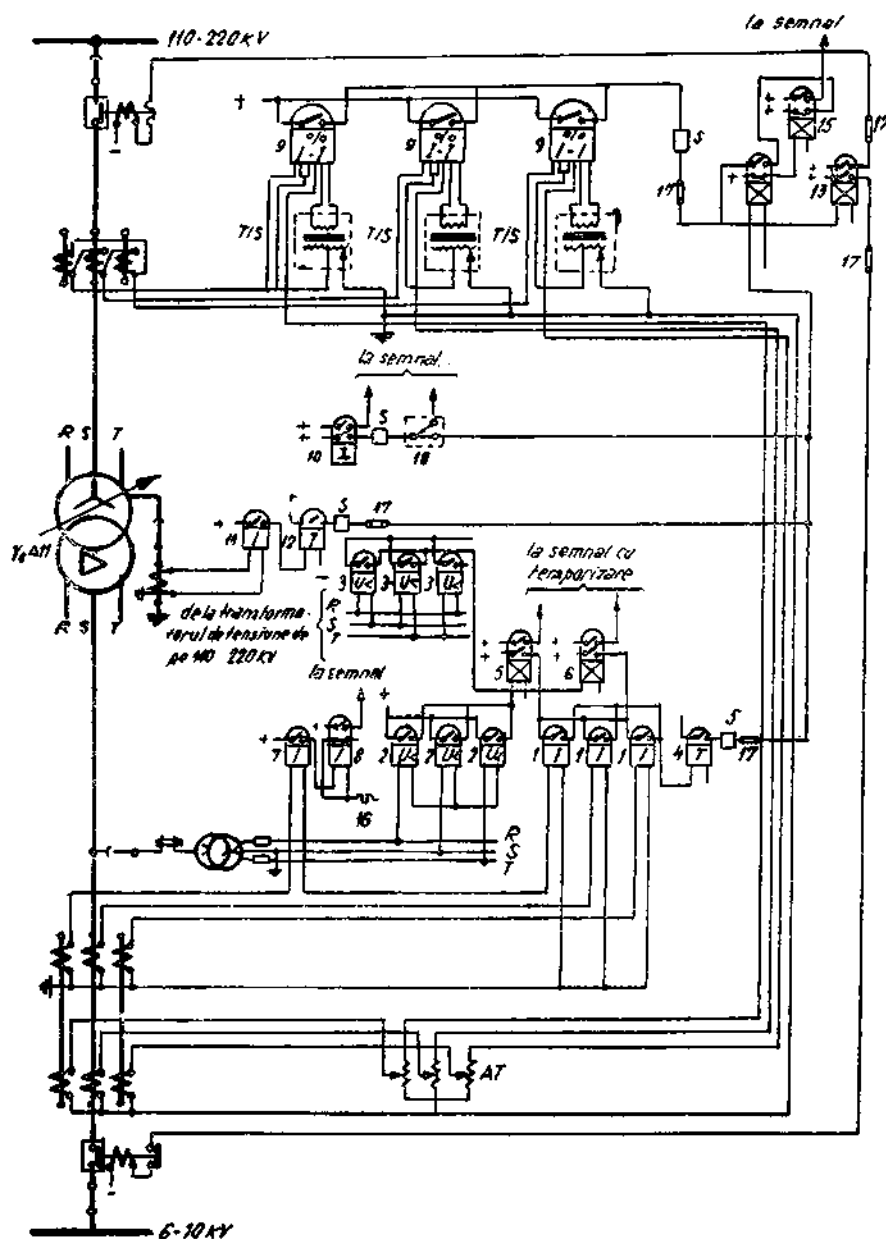


Fig. 6.13. Schema de ansamblu a protecțiilor unui transformator ridicător cu două înfășurări, de putere mai mare de 5600 kVA.

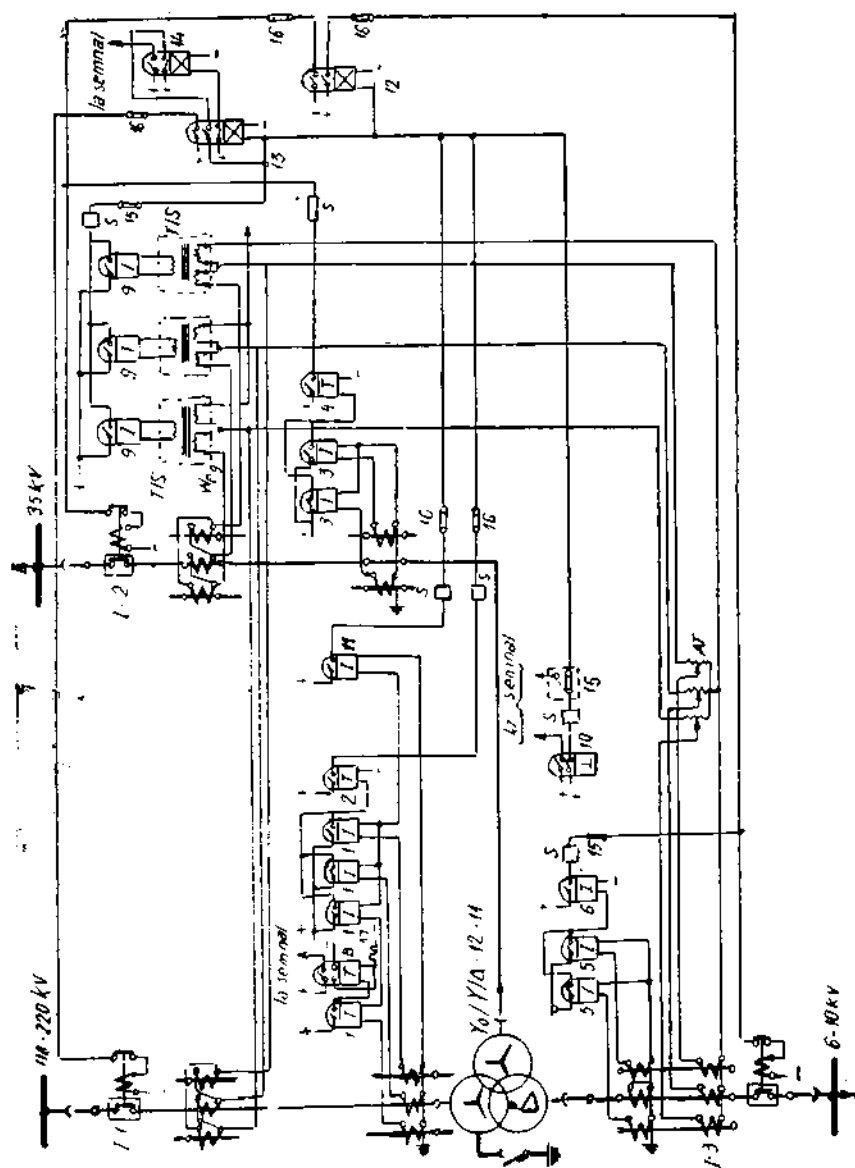


Fig. 6.14. Schema de ansamblu a protecțiilor unui transformator coboritor cu trei înfășurări.

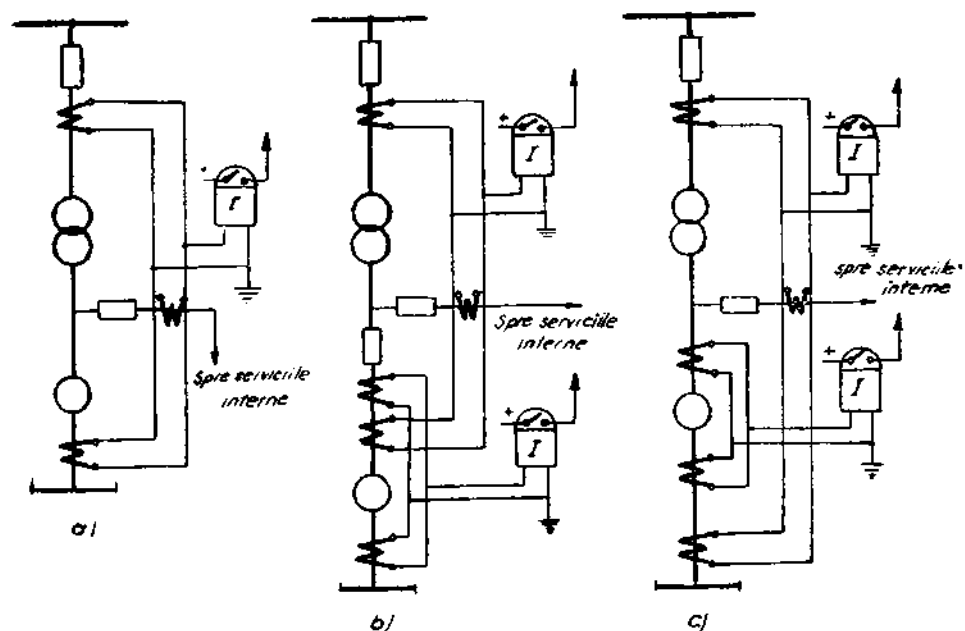


Fig. 6.15. Variante de realizare a protecției diferențiale longitudinale pentru blocuri generator-transformator.

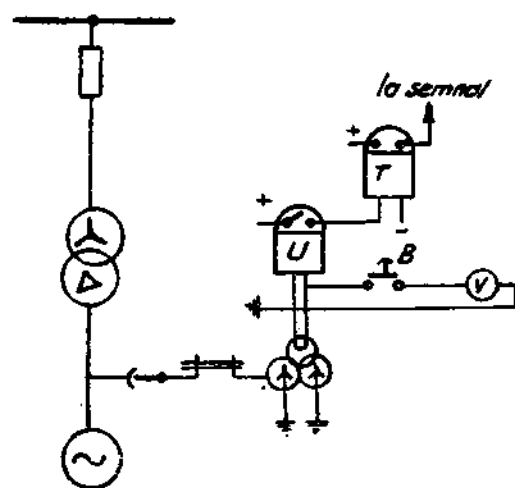


Fig. 6.16. Schema protecției unui bloc generator-transformator împotriva pînurilor la pămînt pe partea tensiunii generatorului.

6.5.3. Protecția blocurilor generator-transformator

Blocurile generator-transformator sînt prevăzute cu protecții împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare, tipurile de protecție fiind aceleași ca la generatoarele și transformatoarele ce lucrează la barele colectoare. Deoarece în bloc generatorul și transformatorul creează un tot unitar, unele protecții deservesc întregul bloc. Din această categorie fac parte protecția maximală de curent împotriva scurtcircuitelor exterioare și a suprasarcinilor.

Protecția maximală de curent se montează spre neutrul generatorului iar relele blocajului de minimă tensiune sînt alimentate cu tensiunile pe fază de la reductorul de tensiune de la bornele generatorului. În cazul existenței derivației pentru alimentarea serviciilor interne, protecția maximală se realizează cu două temporizări: după prima temporizare se comandă declanșarea întreruptorului prin care blocul este legat la barele de înaltă tensiune, generatorul continuînd să alimenteze serviciile interne, iar după a doua temporizare se declanșează și întreruptorul dinspre alimentarea serviciilor interne, inclusiv ADR al generatorului.

Protecția diferențială longitudinală a blocului se poate realiza în trei variante (fig. 6.15):

- a) comună pentru întregul bloc, folosită pentru blocurile cu putere sub 30 MVA;
- b) separată pentru generator și transformator, utilizată la putere mai mare de 30 MVA, cînd se prevede întreruptor la bornele generatorului (foarte rar);
- c) comună pentru bloc și separată pentru generator, frecvent întilnită la blocurile de puteri mari (peste 100 MVA).

În circuitul diferențial al protecției blocului se conectează și reductorul de intensitate de pe derivația alimentării serviciilor interne.

Din cauza valorilor mici ale curenților de punere la pămînt în înfășurările de joasă tensiune ale transformatorului și ale generatorului blocului (neexistînd legătură galvanică cu restul sistemului electric), protecția împotriva punerilor la pămînt monofazate pe bloc se realizează cu un releu de maximă tensiune alimentat de la secundarul în triunghi deschis al unui reductor de tensiune (fig. 6.16).

În fig. 6.17 se indică schema de ansamblu a protecțiilor unui bloc generator-transformator.

6.5.4. Protecția barelor colectoare

Protecția barelor colectoare poate fi realizată în unele cazuri (bare simple nesectionate) cu ajutorul protecțiilor elementelor conectate la aceste bare, protecții prevăzute cu selectivitatea și rapiditatea necesară. În cazul barelor colectoare sectionate sau cu mai multe sisteme de bare, se impun

6.5.5. Protecția motoarelor electrice

Motoarele electrice sînt prevăzute cu protecții împotriva defectelor interne și a regimurilor anormale. Din prima categorie fac parte scurtcircuiturile între faze, punerile la pămînt monofazate și scurtcircuiturile între spirele aceleiași faze. Din a doua categorie fac parte regimurile de suprasarcină provocate de consumator (supraîncărcarea mecanismului antrenat), scăderea tensiunii, rămînerea în două faze sau ieșirea din sincronism (la motoarele sincrone).

Alegerea tipurilor de protecție pentru motoarele electrice este determinată de tensiunea, puterea și tipul motorului, de importanța mecanismului antrenat, de condițiile de autopornire, de condițiile procesului tehnologic legate de posibilitatea supraîncărcării mecanismelor antrenate sau de necesitatea unor blocări tehnologice.

În majoritatea cazurilor, protecții prin releu se prevăd la motoarele mari, de tensiuni de peste 1 kV, motoarele cu tensiuni mai mici fiind, de regulă, protejate prin siguranțe fuzibile și întreruptoare automate în care sînt incluse releu termice și bobine de minimă tensiune.

Protecțiile ce se prevăd la motoarele cu tensiuni de peste 1 kV sînt :

a) protecție diferențială longitudinală (numai în cazul motoarelor de putere foarte mare) sau protecție maximală de curent cu unul sau două releu (fig. 6.21 a, b).

b) Protecție maximală de curent de *secvență homopolară* împotriva punerilor la pămînt (fig. 6.21) realizate în transformator de secvență homopolară (TSH) sau cu filtru componentei de secvență homopolară (FCSH).

c) Protecție de *tensiune minimă* pentru asigurarea autopornirii anumitor motoare, a unor condiții de tehnica securității, a desfășurării procesului tehnologic sau a unor blocări (fig. 6.23).

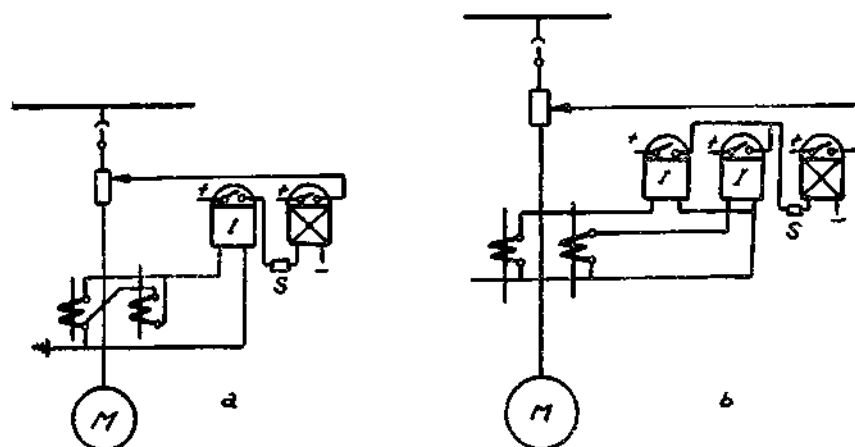


Fig. 6.21, a, b. Protecția maximală de curent a motoarelor electrice :

a — cu două reductoare de curent și releu conectat la diferența curenților ; b — cu două reductoare de curent și două releu.

d) Protecția maximală de curent temporizată, împotriva suprasarcinilor, care se combină de obicei cu protecția maximală împotriva scurtcircuitelor, (fig. 6.24 a, b); se poate folosi cu unul sau două rele maxime de curent.

e) Protecția motoarelor sincrone împotriva ieșirilor din sincronism, cu o protecție suplimentară specifică acestui tip de motoare.

Această protecție poate fi realizată fie prin montarea unui transformator de curent în circuitul rotoric al motorului (care nu transformă decât componenta alternativă a curentului rotoric în timpul pendulărilor — (fig. 6.25, a), fie cu ajutorul unei bobine cu inductanță (L), cu rezistență neglijabilă montată în același circuit rotoric (figura 6.25 b),.

Compensatoarele sincrone se protejează ca și generatoarele sincrone de putere corespunzătoare.

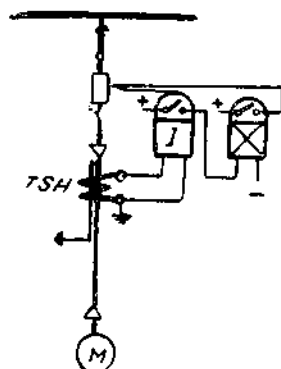


Fig. 6.22. Protecția motoarelor împotriva punerilor la pământ

6.6. PROTECȚIA LINIILOR ELECTRICE

Protecția prin rele a rețelilor electrice reprezintă o problemă mai complexă decât protecția unui generator sau transformator, întrucât tipul și schema protecției adoptate depind de o serie de factori, cei mai importanți fiind:

- configurația rețelei (rețea radială, rețea buclată, rețea complexă);
- construcția rețelei (aeriană sau în cablu);
- tensiunea rețelei (de înaltă sau joasă tensiune);

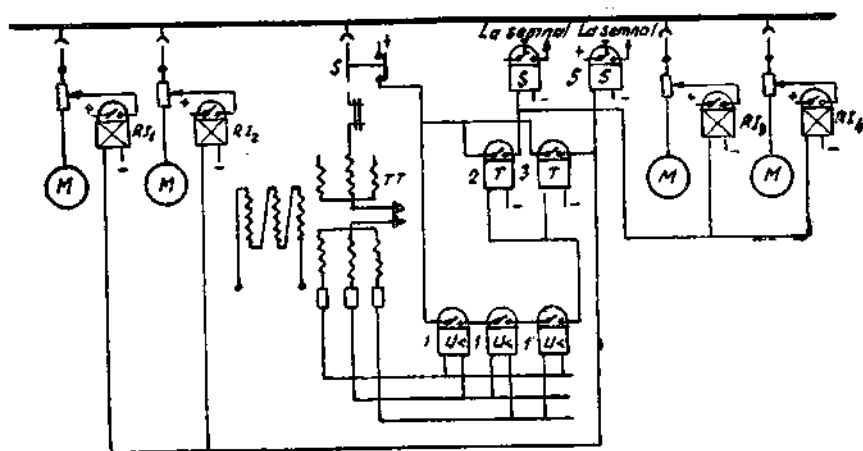


Fig. 6.23. Protecția de minimă tensiune a motoarelor electrice.

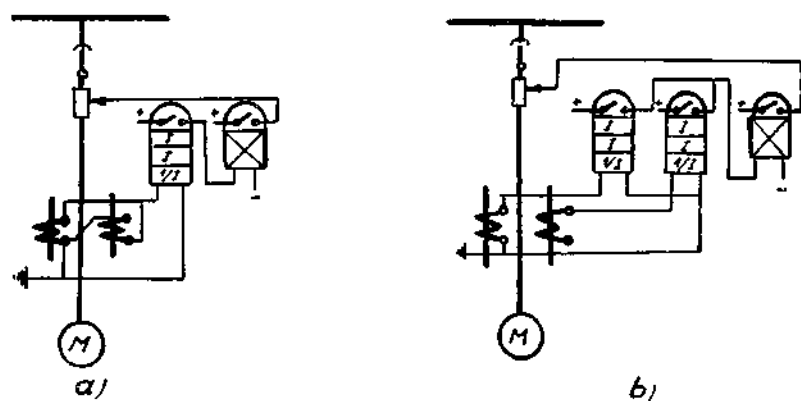


Fig. 6.24. a, b. Protecția motoarelor împotriva suprasarcinilor :
a — cu două redutoare de curent și releu conectat la diferența curenților ; b —
cu două redutoare de curent și două relee.

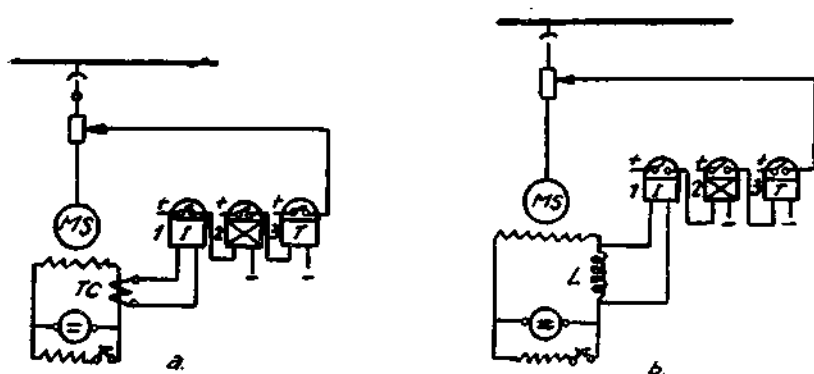


Fig. 6.25. Protecția motoarelor sincrone împotriva ieșirii din sincronism ;
a — cu reductor de curent în circuitul rotoric ; b — cu bobină de inducție în
circuitul rotoric.

- modul de tratare a neutrlui ;
- influența defectelor pe linie asupra stabilității sistemului electric ;
- prevederea declanșărilor mono sau trifazate ;
- prevederea reanclanșării automate rapide mono sau trifazate ;
- raportul dintre curenții minimi de defect și curenții maximi de sarcină etc.

Principala funcțiune a protecțiilor liniilor este de a reduce la minim influența defectelor asupra funcționării restului sistemului, ceea ce impune — în majoritatea cazurilor — o funcționare rapidă și o selectivitate ridicată a protecției.

6.6.1. Protecția rețelelor radiale

Se realizează relativ ușor, ca urmare a configurației simple a rețelei, selectivitatea obținându-se, de regulă, pentru protecțiile temporizate — prin eșalonarea temporizărilor crescând de la consumatori spre sursă, iar pentru protecțiile rapide — prin desensibilizarea în raport cu defectele pe elementul următor spre consumator.

Liniile radiale se prevăd cu protecții împotriva scurtcircuitelor polifazate, dublelor puneri la pământ și punerilor la pământ monofazate (la neutrul izolat) și împotriva scurtcircuitelor monofazate (la neutrul pus direct la pământ). Liniile se prevăd cu protecții de bază cu acționare rapidă și cu protecții de rezervă temporizate; în unele cazuri, rezerva este asigurată sub forma rezervei de la distanță, de protecția liniei vecine spre sursă.

Împotriva defectelor între faze și a dublelor puneri la pământ se folosesc ca protecții rapide secționările de curent rapide (fig. 6.26), iar în calitate de protecții temporizate — protecția maximală de curent temporizat (fig. 6.27) și secționarea temporizată (fig. 6.28).

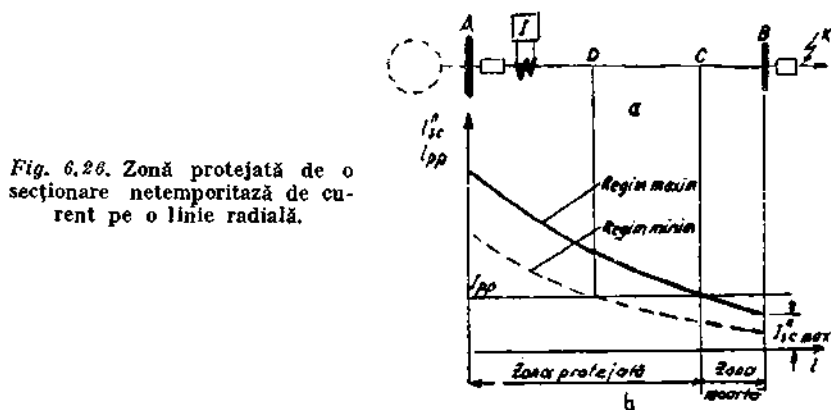


Fig. 6.26. Zonă protejată de o secționare netemporizată de curent pe o linie radială.

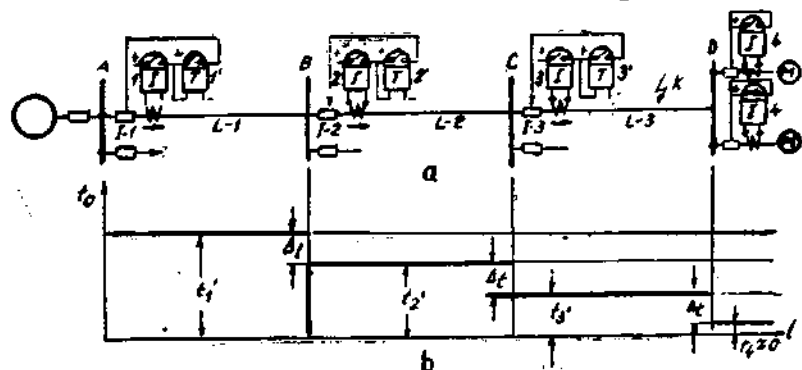


Fig. 6.27. Protecția maximală de curent temporizată a unei linii radiale: a — locul de montaj a protecției maximale de curent; b — treptele de temporizare în lungul liniei.

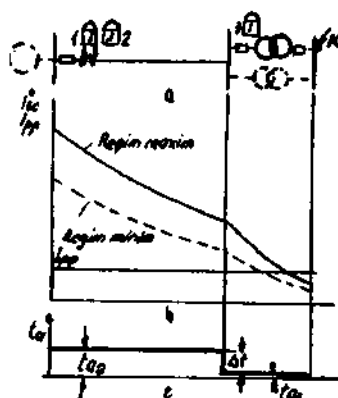


Fig. 6.28. Zona protejată de o secționare de curent temporizată pe o linie radială.

Figurile 6.26 ; 6.27 ; 6.28 indică atât schemele de montaj ale protecției cit și delimitarea zonelor protejate, în funcție de curenții de scurtcircuit și temporizările prevăzute.

O îmbinare a protecțiilor secționărilor de curent netemporizate cu protecțiile maxime temporizate asigură o mai bună selectivitate, evitând existența zonelor moarte (fig. 6.29).

Împotriva punerilor (respectiv scurtcircuitelor) monofazate la pământ se folosesc secționări rapide homopolare, secționări temporizate homopolare și protecții maxime homopolare temporizate.

În cazul rețelelor electrice radiale, în cablu se utilizează uneori, în afară de protecțiile menționate mai sus, și protecții diferențiale. De menționat că la liniile radiale, protecțiile ca și întreruptoarele se instalează numai la capătul dinspre alimentare.

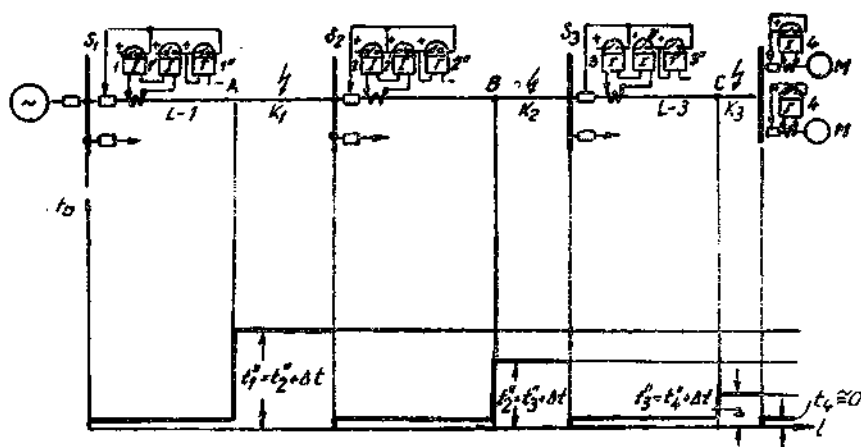


Fig. 6.29. Combinație între protecția maximală și secționarea rapidă de curent pentru protejarea unei linii radiale.

6.6.2. Protecția rețelelor buclate

La rețelele buclate, fie cu o singură alimentare, fie cu dublă alimentare (fig. 6.30), selectivitatea nu mai poate fi obținută numai prin intermediul temporizărilor în trepte sau a desensibilizării secționărilor de curent în raport cu curentul de defect la capătul opus al zonei protejate.

Pentru ambele categorii de protecții — maximele sau secționări —, fie că sînt destinate împotriva scurtcircuitelor între faze, fie că sînt protecții homopolare împotriva punerii la pămînt monofazate, selectivitatea acționării protecțiilor la rețelele buclate se obține prin introducerea unui element suplimentar direcțional, realizat prin relee direcționale.

Astfel, protecția rețelelor buclate se realizează prin :

a) Protecții maxime direcționale (fig. 6.31) și secționări direcționale (fig. 6.32).

Folosirea direcționării împreună cu temporizările în trepte pentru obținerea selectivității protecției maxime de curent direcțional este arătată în fig. 6.31. Funcționarea selectivă impune ca la un defect K , pe o linie oarecare, să declanșeze numai întreruptoarele protecțiilor 3 și 7 (în cazul

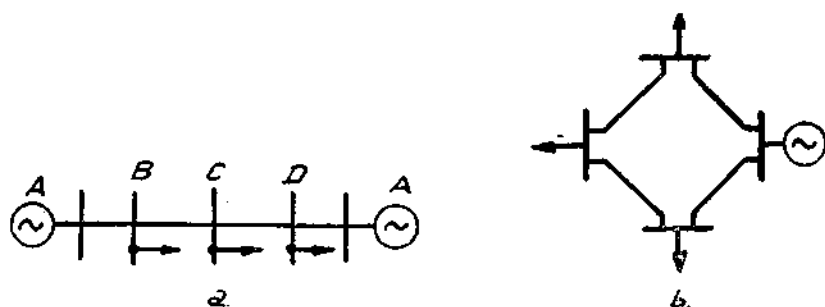


Fig. 6.30. Schema liniilor cu alimentare bilaterală:
a — alimentare de la două surse; b — alimentare în buclă.

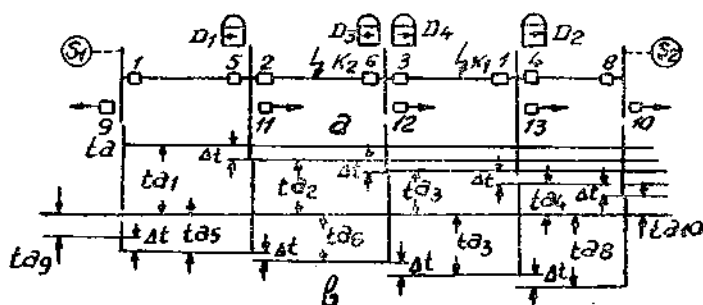


Fig. 6.31. Protecție maximală de curent direcțională:
a — locul de montaj al releelor direcționale; b — treptele de temporizare.

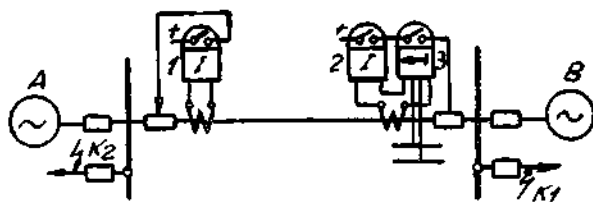


Fig. 6.32. Protecție secționare de curent cu releu direcțional numai la un capăt al liniei.

din schemă fig. 6.31), restul liniilor rămânând în funcțiune — alimentate din cele două surse S_1 și S_2 .

În scopul asigurării selectivității, protecțiile întreruptoarelor 4, 3, 2, 1 se temporizează în trepte crescătoare de la protecția 10 (spre sursa S_1). În mod analog, începînd de la protecția întreruptorului 9, se eșalonează în trepte crescătoare, spre sursa de alimentare S_2 , temporizările protecțiilor întreruptoarelor 5, 6, 7, 8.

În fig. 6.33 și 6.34 sint indicate diferite scheme de realizare a protecțiilor maxime de curent direcționale, ci indicarea modului de racordare a releelor direcționale.

b) Protecții maxime homopolare direcționale și secționări homopolare direcționale se realizează ca la liniile radiale, avînd în plus elementul direcțional. Acesta este realizat de un releu direcțional alimentat ca în fig. 6.35, adică circuitul de curent de la un FCSH (în rețelele aeriene) sau de la un TSH (la rețelele cu cablu), iar circuitul de tensiune de la FTSH (filtru de tensiune de secvență homopolară).

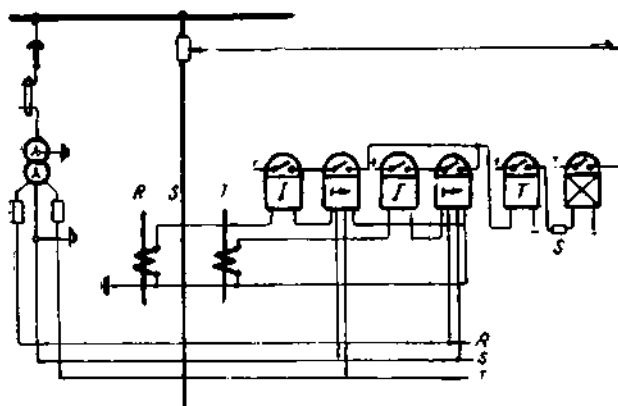


Fig. 6.33. Protecție maximală direcțională pe două faze ale liniei.

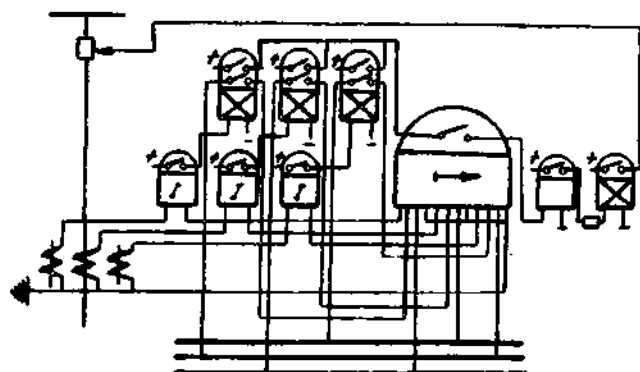
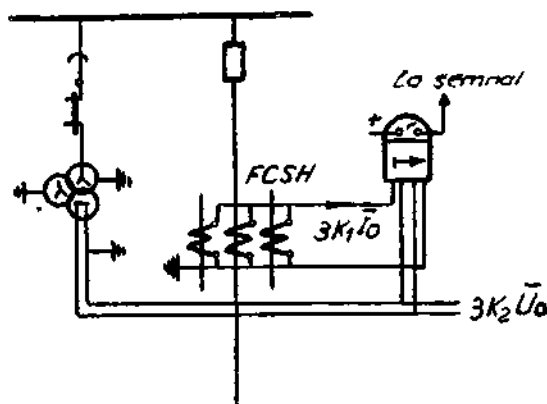


Fig. 6.34. Protecție maximală de curent cu releu direcțional cu trei sisteme de inducție.

Fig. 6.35. Protecție maximală de curent direcțională împotriva punerilor la pământ.



6.6.3. Protecția rețelelor complexe

În rețelele complexe care au noduri cu alimentare din mai mult de două direcții, precum și la rețelele buclate cu mai multe surse de alimentare, selectivitatea funcționării protecțiilor nu mai poate fi realizată numai prin temporizări sau elemente direcționale. De asemenea, nu pot fi folosite nici desensibilizările secționărilor de curent, întrucât acestea au zone moarte și nu asigură protecția de rezervă a elementelor vecine.

Având în vedere aceste particularități ale rețelelor complexe, cât și pericolul ce-l prezintă durata defectului lor asupra stabilității sistemului, se recomandă pentru ele folosirea de protecții foarte rapide cum ar fi: protecții diferențiale-longitudinale, protecții de distanță realizate cu relee de impedanță și protecții de înaltă frecvență.

6.6.3.1. Protecția diferențială-longitudinală

a liniilor din rețelele complexe funcționează pe principiul comparării sensurilor curenților (considerate convențional) de la cele două capete ale liniei. Această comparare necesită fie conductoare auxiliare de legătură între protecțiile de la cele două capete ale liniei, fie realizarea unei legături între aceste protecții prin intermediul curenților de înaltă frecvență.

Practic, schema protecției diferențiale se poate realiza cu un singur releu diferențial amplasat numai la un capăt al liniei — fig. 6.36 (folosită la liniile până la 20 kV), cu releu diferențial montate la ambele capete — fig. 6.37

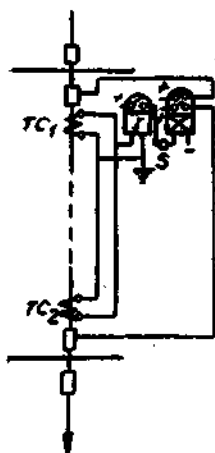


Fig. 6.36. Schema protecției diferențiale longitudinale a unei linii electrice scurte, cu un singur releu diferențial.

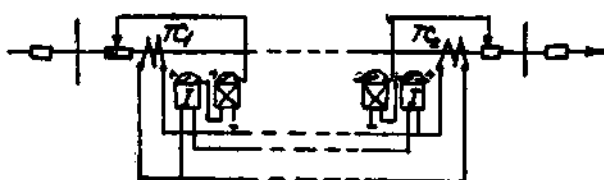


Fig. 6.37. Schema protecției diferențiale longitudinale cu două releu.

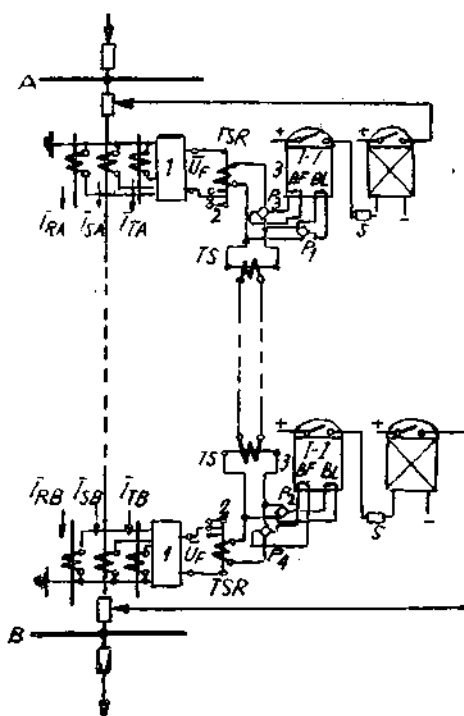


Fig. 6.38. Schema protecției diferențiale longitudinale cu transformatoare suplimentare de curent (TS).

(utilizată la linii mai lungi de 20 km, la care impedanța cordonelor de legătură nu este prea mare spre a stînjeni funcționarea corectă a protecției), sau cu două relee diferențiale la ambele capete ale liniei alimentate prin filtre combinate de componente simetrice și transformatoare intermediare de curent — fig. 6.38 (folosită în scopul reducerii impedanței circuitelor secundare ale transformatoarelor de curent și a numărului circuitelor de legătură dintre cele două capete ale liniei).

6.6.3.2. În cazul liniilor electrice paralele

se folosește cu succes *protecția diferențială transversală* (fig. 6.39). Pentru asigurarea selectivității protecției între cele două linii paralele, protecția diferențială transversală se suplimentează cu elemente direcționale.

6.6.3.3. Protecția de distanță

este cel mai frecvent folosită la rețelele complexe, din cauză că este suficient de sigură, rapidă și mai ales ieftină, în comparație cu alte tipuri de protecții specifice rețelilor complexe. Selectivitatea protecției de distanță se îmbunătățește cu ajutorul elementelor direcționale.

Protecția de distanță cuprinde următoarele elemente :

— *elemente de pornire*, care sesizează apariția defectului pe linii : ca elemente de pornire servesc, de regulă, releele de impedanță și, în cazuri mai rare, releele maxime de curent ;

— *elemente de măsură a impedanței*, care stabilesc zona în care se găsește defectul, pentru a fi lichidat în timp corespunzător condițiilor de selectivitate ; acestea sînt releele de impedanță ;

— *elemente de timp*, care asigură dependența temporizării (t) în funcție de impedanța circuitului :

$$t = f\left(\frac{U}{I}\right). \quad (6-14)$$

La releele moderne, elementele de timp sînt realizate cu ajutorul unui motor de curent continuu, cu turație constantă, care, la anumite intervale de timp, asigură închiderea unor contacte ;

— *elemente direcționale* necesare pentru selectivitate ;

— *elemente de blocaj*, folosite împotriva pendulărilor, care împiedică acționările greșite ale protecției sub influența pendulărilor apărute în sistemul electric, în timpul fenomenelor tranzitorii provocate de defecte exterioare zonei protejate.

În afară de aceasta, protecțiile de distanță mai cuprind și elemente de comutare, elemente de reglaj, etc. necesare pentru asigurarea acționării corecte a protecției la toate tipurile de scurtcircuite, precum și pentru stabilirea reglajelor diverselor elemente componente.

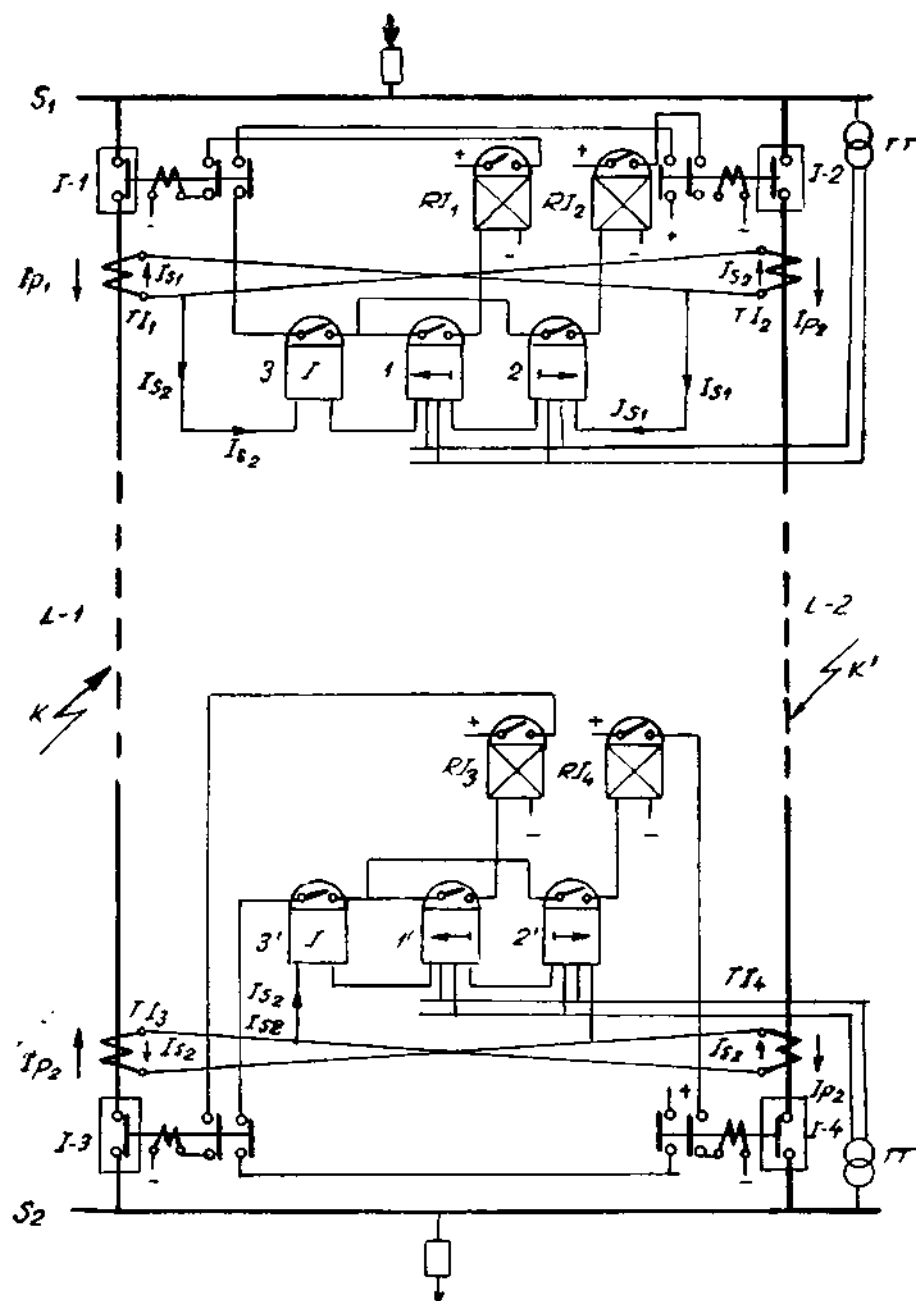


Fig. 6.39. Schema protecției diferențiale transversale direcționale a două linii electrice paralele.

Pentru ca releul de distanță să poată acționa atât la defecte între fazele liniei cât și la scurtcircuite monofazate, elementelor de măsură — ce măsoară impedanța circuitului — trebuie să li se aplice tensiunea respectivă (tensiunea de linie la defecte între faze, tensiunea de fază la scurtcircuite monofazate).

Acest lucru se obține prin comutarea circuitului de alimentare cu tensiune, în funcție de tipul defectului, ca element selectiv al comutării servind, de regulă, un releu maximal de secvență homopolară, alimentat dintr-un *FCSH*, așa cum se arată în fig. 6.40.

În fig. 6.41 este indicată schema de principiu a unei protecții de distanță cu elementele ei componente.

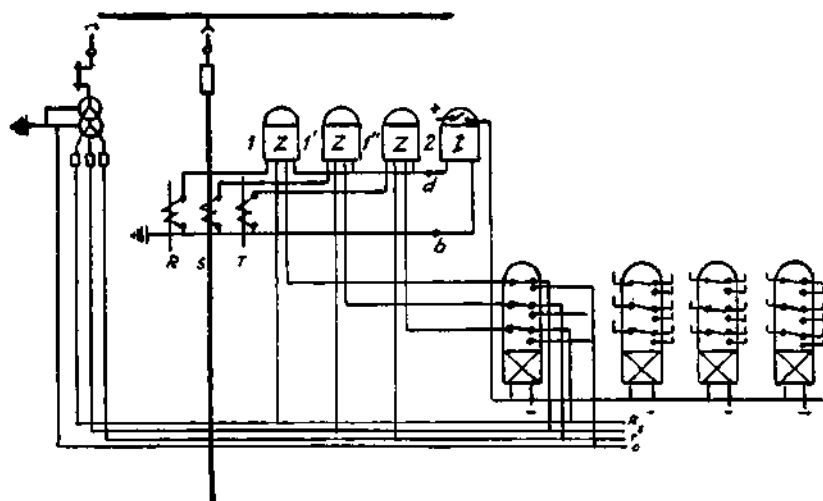
6.6.3.4. Protecția prin înaltă frecvență

deși foarte rapidă și sigură, este relativ puțin aplicată. Ea prezintă condiții superioare de rapiditate și selectivitate față de protecția de distanță și evită cheltuielile suplimentare legate de circuitele de legătură între capetele liniei existente la protecția diferențială longitudinală. La acest gen de protecții, legătura între capetele liniei se asigură prin curenți de înaltă frecvență fie folosind în calitate de canal de înaltă frecvență conductoarele liniei de înaltă tensiune (fig. 6.42), fie canale radio.

Schema de principiu a unui canal radio este reprezentată în fig. 6.43. La fiecare capăt al liniei protejate sunt instalate instalații de recepție-emisie, legate prin linii de racord (2) cu antenele (3).

Ca realizări constructive de protecții prin înaltă frecvență se folosesc:

a) *Protecții direcționale cu blocaj de înaltă frecvență*, care funcționează pe principiul comparării curenților la cele două capete ale liniei protejate, transmi-



FFig. 6.40. Schema protecției de distanță a liniilor electrice.

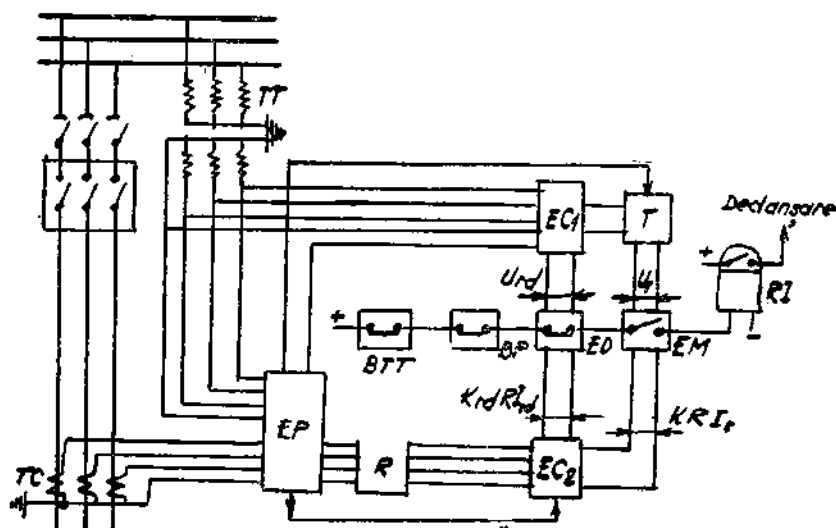


Fig. 6.41. Schema legăturilor elementelor componente ale protecției de distanță :

EP — element de pornire ; TC — transformator de curent ; TT — transformator de tensiune ; EC₁, EC₂ — elemente de comutare ; BTT — element de blocaj la defect în transformatorul de tensiune ; BP — element de blocaj împotriva pendulărilor ; ED — element direcțional ; EM — element de măsură ; T — element de timp ; $K_{rd} R I_{rd}$ — căderile de tensiune aplicate elementului direcțional ; $K R I_f$ — căderile de tensiune aplicate elementului de măsură ; RI — releu intermediar.

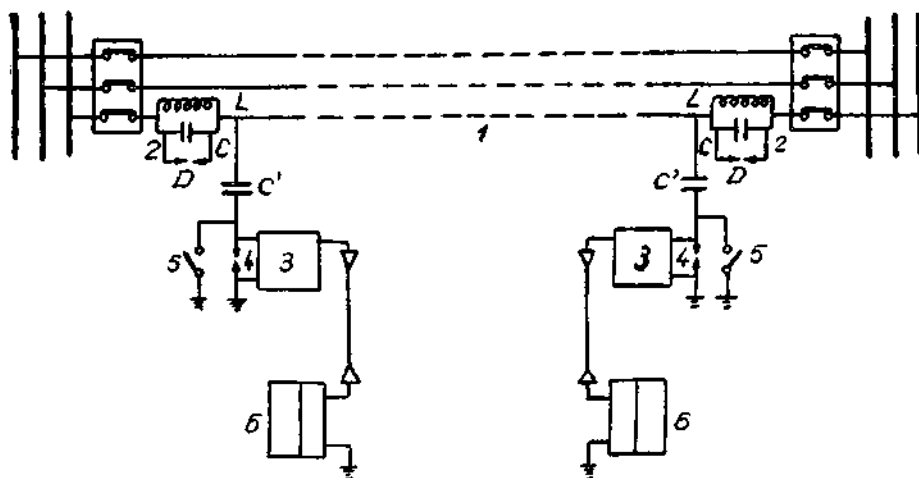


Fig. 6.42. Schema protecției de înaltă frecvență cu canal „fază-pământ” :

1 — conductorul liniei ; 2 — circuite de blocaj LC ; 3 — filtru ; 4 — descărcător de protecție ; 5 — separator de punere la pământ ; 6 — stație de recepție-emisie.

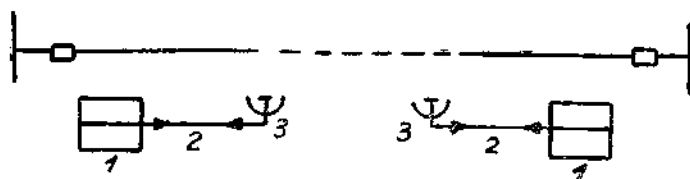


Fig. 6.43. Schema protecției de înaltă frecvență cu canale radio:

1 — stație de recepție-emisie; 2 — linii de racord; 3 — antena.

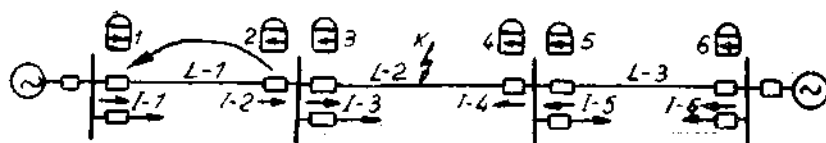


Fig. 6.44. Protecție direcțională cu blocaj de înaltă frecvență.

ținându-se semnale de blocare a protecției prin impulsuri date instalațiilor de recepție și emisie. Principiul de funcționare al acestei protecții este indicat în fig. 6.44.

Releele conectate, spre a acționa când curentul are sensul convențional de la bare spre linie, comandă nu numai declanșarea întreruptorului respectiv, ci și întreruperea funcționării emițător-receptoarelor, care sînt puse să funcționeze de elementele de pornire și care, prin semnalele emise, blochează protecțiile la ambele capete ale liniei, întrucît fiecare receptor primește atît semnalele emițătorului de la același capăt al liniei, cît și pe cele ale emițătorului de la capătul opus (fig. 6—45).

La un defect în punctul *K* de la linia *L—2*, de exemplu, vor acționa releele direcționale 1, 3, 4, 6, care transmit comanda de declanșare la întreruptoarele proprii și de întrerupere a funcționării emițătorului. Pe linia defectă sînt oprite emițătoarele de la ambele capete și nu se mai transmit semnale de blocare, fiind astfel realizate comenzile de declanșare ale întreruptoarelor *I—3* și *I—4*, iar pe celelalte linii releele 2 și 5, care nu acționează și nu întrerup funcționarea emițătoarelor proprii, acestea continuă să emită semnale de blocare, care sînt recepționate la ambele capete ale liniei, împiedicînd astfel declanșarea întreruptoarelor *I—1*, *I—6*, a căror comandă fusese dată de releele 1 și 6.

b) *Protecții diferențiale de fază* care efectuează, prin intermediul semnalelor de înaltă frecvență, compararea fazelor curenților de la cele două capete ale liniei protejate.

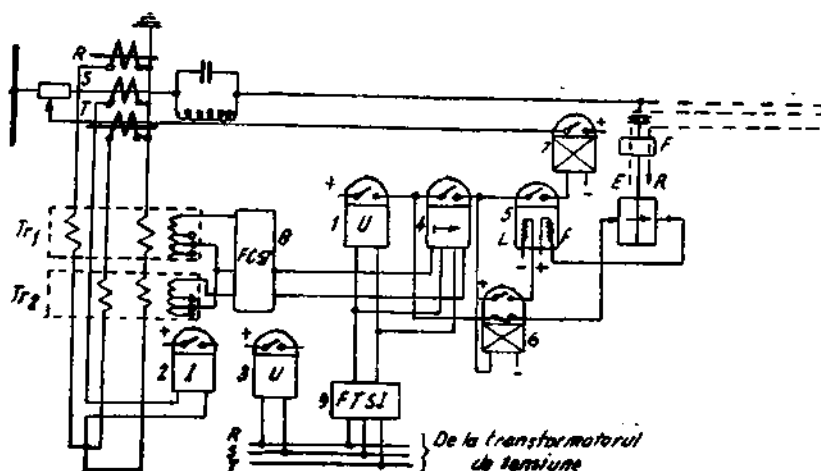


Fig. 6.45. Schema simplificată a unei protecții direcționale cu blocaj prin înaltă frecvență, cu filtre de secvență inversă: Tr_1 , Tr_2 — reductoare intermediare de curent;

1 — relee maximal de tensiune; 2 — relee maximal de curent; 3 — relee maximal de tensiune; 4 — relee direcțional; 5 — relee de blocaj cu elemente polarizate; 6, 7 — rele intermediare; 8 — filtru de curent de secvență inversă; 9 — filtru de tensiune de secvență inversă.

6.7. DISPOZITIVE DE AUTOMATIZARE ALE SISTEMELOR ENERGETICE

Datorită particularităților specifice de funcționare pe care le prezintă (continuitate în funcționare, egalitate permanentă dintre producție și consumul de energie electrică, respectarea riguroasă a frecvenței și tensiunii etc.), automatizarea sistemelor energetice este deosebit de necesară. An de an, tot mai multe instalații energetice sînt dotate cu dispozitive de automatizare, mărindu-se astfel atît productivitatea cit, mai ales, gradul de siguranță și de funcționare economică a sistemului energetic.

Un *dispozitiv de automatizare* reprezintă un ansamblu de elemente (de exemplu: un regulator automat de tensiune care comandă circuitul de excitație al unui generator) care se adaugă unei instalații tehnologice, în scopul supravegherii și conducerii automate — parțial sau în totalitate — a procesului tehnologic.

O instalație cu funcționare automată — numită și *sistem automat* — este formată din dispozitivul de automatizare și instalația automatizată.

Sistemele automate se reprezintă simbolic prin scheme speciale de elemente (schema bloc), în care fiecare element este reprezentat printr-un dreptunghi, iar legăturile dintre elemente pentru transmiterea semnalelor dintre ele se reprezintă prin săgeți. Sistemele automate pot fi: cu circuit deschis de transmitere a comenzilor și cu circuit închis de transmitere a comenzilor.

Fig. 6.46. Schema de elemente a unui sistem automat cu circuit deschis.

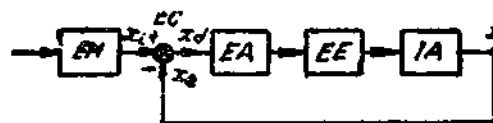
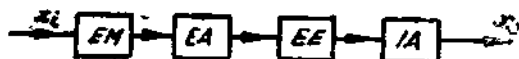


Fig. 6.47. Schema de elemente a unui sistem automat cu circuit închis.

Sistemele automate cu *circuit deschis* (fig. 6.46) sînt cele la care schema de elemente nu formează o buclă închisă, în timp ce la sistemele automate cu *circuit închis*, schema de elemente formează o buclă închisă (fig. 6.47).

Elementele principale ale sistemelor automate cu circuit deschis sînt: *elementele de măsură EM*, care sesizează variațiile elementului controlat și sînt realizate în majoritatea cazurilor de traductoare, *elementele de amplificare EA*, care servesc pentru obținerea unor energii mai mari, în scopul alimentării elementelor următoare ale sistemului, *elementele de execuție EE* care efectuează schimbările necesare în funcționarea instalației automatizate, și *instalația automatizantă IA*.

În unele cazuri nu apar toate elementele în cadrul unui sistem automat iar în alte cazuri pot apare mai multe elemente din o anumită categorie.

În sistemele automate cu circuit închis apare în plus *elementul de comparație EC*, care compară în permanență valoarea parametrului reglat cu valoarea prescrisă pentru acest parametru, iar diferențele obținute din această comparație provoacă intrarea în acțiune a sistemului automat, în sensul readucerii parametrului controlat la valoarea prescrisă.

La sistemele automate cu circuit deschis, mărimea X_i transmisă la intrarea primului element în sistem se numește *mărime de intrare* a sistemului automat, iar mărimea X_o rezultată la ieșirea ultimului element din sistem se numește *mărime de ieșire* a sistemului automat și reprezintă de fapt parametrul a cărui valoare este stabilită în mod automat prin acțiunea sistemului automat.

În cazul sistemelor automate cu circuit închis, mărimea de intrare este considerată mărimea primită de elementul de comparație, iar mărimea de ieșire a sistemului (sau parametrul reglat) este mărimea rezultată la ieșirea ultimului element din sistem, respectiv din instalația supusă automatizării. Această mărime X_o este adusă la elementul de comparație *EC*, formîndu-se bucla închisă.

Sistemele automate cu circuit închis se mai numesc și sisteme de reglare automată și au rolul de a menține în mod automat egalitatea:

$$X_i = X_o.$$

În sistemele energetice, automatizările principale cu circuit deschis sînt: anclanșarea automată a rezervei (*AAR*), reanclanșarea automată rapidă (*RAR*), descărcarea automată la suprasarcină (*DAS*), iar automatizările cu circuit închis — reglarea automată a tensiunii și reglarea automată a frecvenței sistemului energetic.

6.7.1. Anclanșarea automată a rezervei (AAR)

Pentru alimentarea neîntreruptă a consumatorilor cu energie electrică se pot adopta două soluții: *alimentarea fiecărui consumator pe două căi*, sau prevederea unor dispozitive automate care să conecteze în mod automat o *sursă de alimentare de rezervă*, în cazul când circuitul de alimentare normală iese din funcțiune.

Din considerente tehnico-economice, a doua soluție cunoaște o largă răspundere în sistemul energetic, fiind cunoscută sub denumirea de *alimentare automată a alimentării de rezervă (AAR)*. Dispozitivele AAR se folosesc atât pentru consumatorii din exteriorul centralelor electrice cât și pentru consumatorii serviciilor interne din centralele și stațiile electrice.

De regulă, un dispozitiv AAR constă din două părți principale: prima parte, reprezentată printr-o protecție de minimă tensiune, acționează în cazul unui defect pe circuitul de alimentare normală datorită scăderii de tensiune și comandă declanșarea întreruptoarelor de pe acest circuit (declanșarea se comandă numai după verificarea prealabilă că pe circuitul de rezervă există tensiune); a doua parte, formată din elemente de automatizare, comandă anclanșarea întreruptoarelor de pe circuitul de rezervă (numai după verificarea declanșării întreruptoarelor de pe circuitul de alimentare normală) restabilind astfel alimentarea consumatorilor.

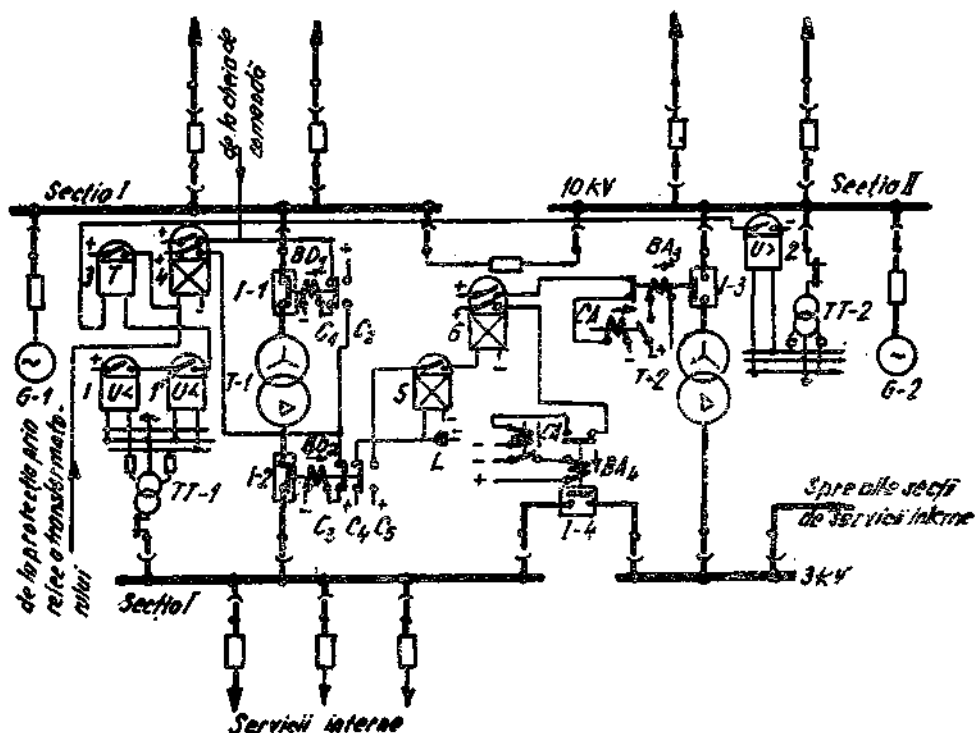


Fig. 6.48. Schema AAR pentru transformatorul de rezervă al serviciilor interne.

De menționat că un circuit de alimentare de rezervă dotat cu AAR deserveste de obicei mai multe circuite normale, mărind prin aceasta eficiența economică a instalației.

Schemele AAR trebuie să satisfacă următoarele condiții:

- a) să acționeze la scăderea tensiunii pe barele consumatorilor, asigurând în acest caz un timp calculat de acționare t_{AAR} ;
- b) să acționeze fără temporizare la manevre greșite în întreruptoarele circuitului în funcțiune sau când acționează greșit protecția prin rele;
- c) să funcționeze o singură dată.

În mod frecvent, alimentarea de rezervă este asigurată printr-o linie sau printr-un transformator, iar punerea ei în funcțiune se efectuează prin anclanșarea întreruptoarelor de la cele două capete (fig. 6.48) sau prin anclanșarea unui întreruptor de cuplă longitudinală care leagă două secții de bare ale consumatorilor (fig. 6.49).

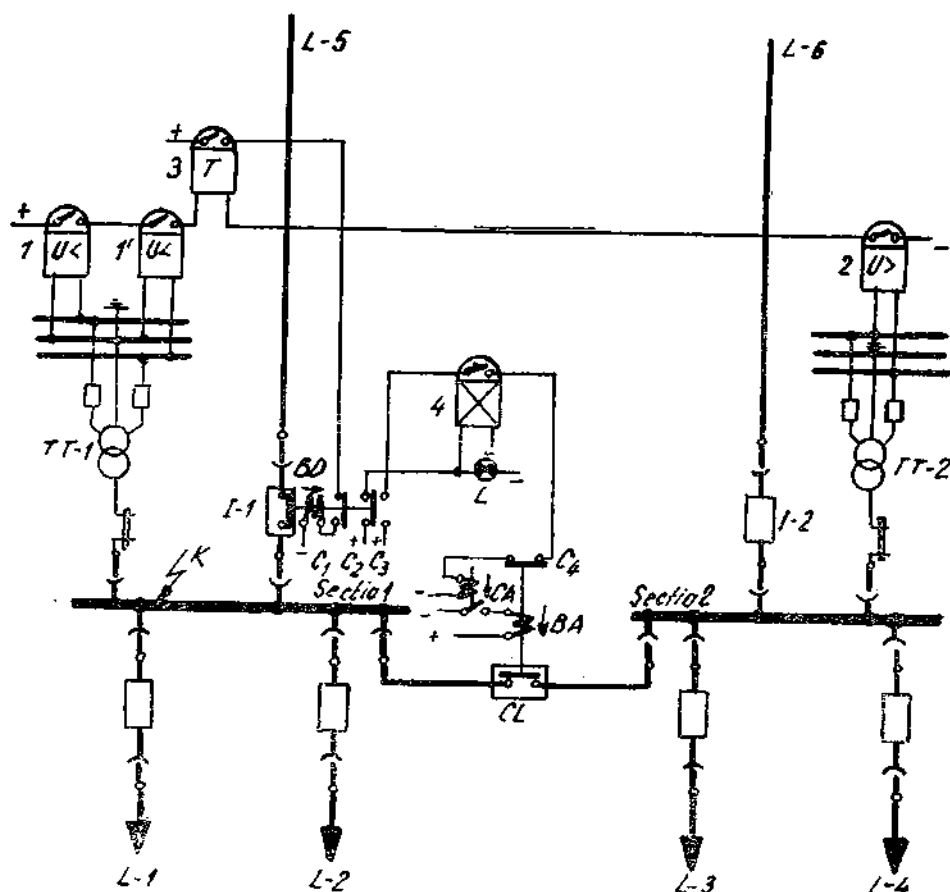


Fig. 6.49. Schema AAR cu curent operativ continuu, pentru întreruptor de cuplă având dispozitiv electric de acționare.

6.7.2. Reanclanșarea automată rapidă (RAR)

Practica de exploatare a rețelelor electrice aeriene arată că majoritatea defectelor de pe liniile aeriene au un caracter trecător și că ele dispar în cazul în care alimentarea liniei respective este întreruptă pentru un scurt timp.

Întreruperea alimentării liniei defecte, efectuată prin declanșarea întreruptoarelor de la cele două capete, permite ca, în locul defectului, izolația să se restabilească, iar la repunerea sub tensiune a liniei, defectul să nu mai apară și deci linia să poată funcționa normal.

Din datele statistice rezultă că în rețelele electrice aeriene circa 80—95% din defecte sint trecătoare, efectuându-se printr-un arc electric, care se stinge la întreruperea de scurtă durată a alimentării liniei, iar circa 5—20% din defecte au caracter permanent.

În rețelele subterane procentul defectelor trecătoare este mult mai mic, nedepășind 5%. În schimb, defectele ce apar la stațiile de transformare sau la capetele terminale de contornare a izolației au tot un caracter trecător defectul dispărând ușor la o scurtă întrerupere în alimentarea cu tensiune a rețelei.

Apare astfel evident faptul că, pentru lichidarea defectelor trecătoare în special în rețelele aeriene, este necesară o întrerupere de scurtă durată a alimentării liniei defecte și apoi restabilirea alimentării. Această operație se execută automat, cu ajutorul unor scheme care, după declanșarea întreruptoarelor liniei defecte, comandă automat reanclanșarea lor, de unde și denumirea de scheme de *reanclanșare automată rapidă (RAR)*.

Dispozitivele *RAR* se utilizează atât pe liniile radiale cât și pe liniile cu alimentare bilaterală. În ultimul caz, operația de reanclanșare se execută cu verificarea prealabilă a condițiilor păstrării sincronismului între diversele surse de alimentare.

Dispozitivele *RAR* pot fi cu acționare trifazată (*RART*), cînd acționează asupra tuturor celor trei faze ale liniei, sau pot fi cu acționare monofazată (*RARM*), cînd acționează numai asupra fazei defecte, în cazul scurtcircuitelor monofazate ale rețelelor cu neutrul pus direct la pămînt.

În majoritatea cazurilor, dispozitivele *RAR* acționează într-un *singur ciclu*: declanșare-reanclanșare, iar dacă defectul persistă urmează declanșarea definitivă. Există însă și dispozitive *RAR* cu *acționare repetată*, la care schema funcționează astfel: în cazul unui defect, linia este declanșată prin protecția prin rele, dispozitivul *RAR* comandă prima reanclanșare; dacă defectul persistă, protecția comandă a doua declanșare a liniei, urmată de o nouă reanclanșare comandată de schema *RAR*. În cazul cînd defectul a dispărut după prima sau a doua reanclanșare, linia rămîne normal în funcțiune; dacă defectul persistă, protecția comandă a treia declanșare definitivă, întrucît schema *RAR* iese din funcțiune după a doua comandă de reanclanșare.

Timpul de întrerupere a alimentării pentru realizarea dispariției defectului trebuie să asigure deionizarea spațiului din locul defectului, după întreruperea alimentării liniei, pentru ca în urma reanclanșării arcul să nu

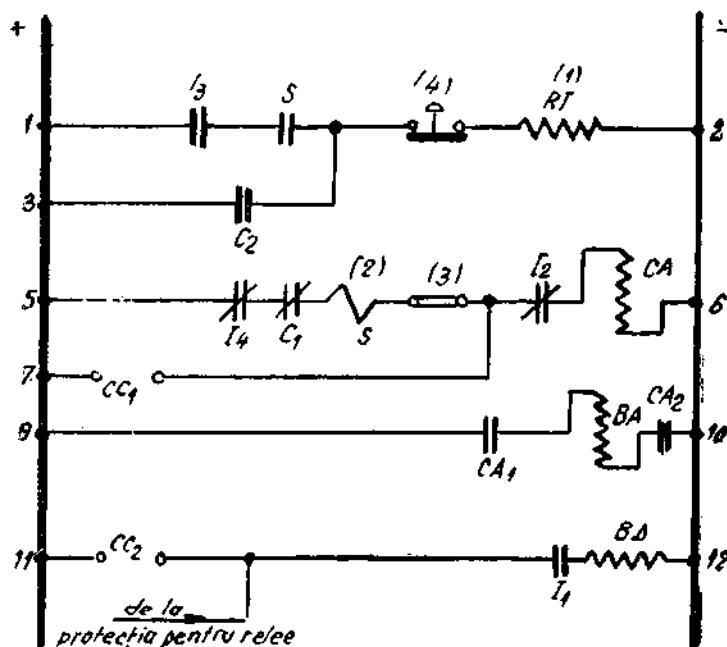
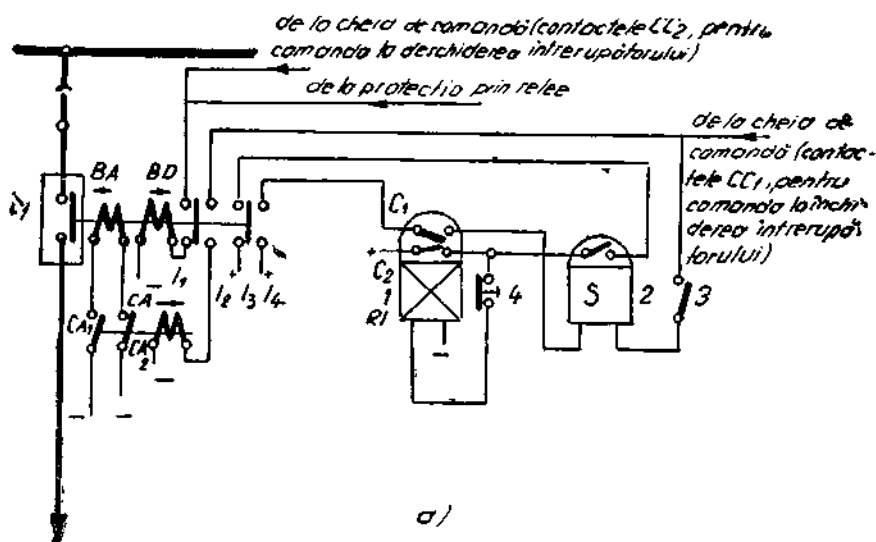


Fig. 6.50. Schema unui dispozitiv electric de RAR cu o singură acționare, cu revenire manuală:

a — schema principală restrînsă ; b — schema principală desfășurată.

se restabilească. La tensiunile de 35—220 kV, timpul necesar deionizării locului defectului este de circa 0,2 s. Din această cauză, timpul t_{RAR} nu trebuie să fie mai mic decât această valoare.

Există un număr mare de scheme de RAR în funcție de alimentarea liniei electrice (radială sau bilaterală), de numărul de acționări (cu o acționare sau cu două acționări), de modul de revenire a schemei în poziție de lucru (revenire manuală sau automată), de numărul de faze declanșate.

Indiferent de varianta de realizare a schemei electrice de RAR, este necesar să fie respectate următoarele condiții principale impuse în exploatare :

a) dispozitivele RAR nu trebuie să acționeze în cazul declanșării întreruptorului prin comanda de la distanță și nici în cazul unei anclanșări de la distanță pe defect, cu declanșarea ulterioară prin acționarea protecției prin relee ;

b) schema RAR trebuie realizată astfel încât să se excludă posibilitatea unei reanclanșări repetate a întreruptorului pe un scurtcircuit din cauza unor defecte în dispozitivul de RAR ;

c) schema RAR trebuie să transmită un impuls suficient de lung pentru anclanșarea sigură a întreruptorului, iar impulsul de anclanșare trebuie transmis numai după revenirea dispozitivului de acționare în poziție necesară pentru anclanșare și după revenirea protecției prin relee ;

d) schema RAR trebuie realizată astfel încât să poată funcționa în combinație cu schema de protecție prin relee a liniei respective, în scopul accelerării funcționării acestei protecții ;

e) schema RAR trebuie realizată cu pornire de la necorespondența dintre poziția cheii de comandă și poziția întrerupătorului, sau cu pornire de la protecția prin relee ;

f) schema RAR trebuie prevăzută cu o cheie, prin care să fie introdusă sau scoasă din funcțiune, și cu un dispozitiv de semnalizare a funcționării.

În fig. 6.50 este reprezentată o schemă de RAR cu o singură acționare, cu revenire manuală, iar în fig. 6.51 — o schemă de RAR cu revenire automată.

În cazul liniilor cu alimentare bilaterală, schema RAR prevede obligatoriu verificarea con-

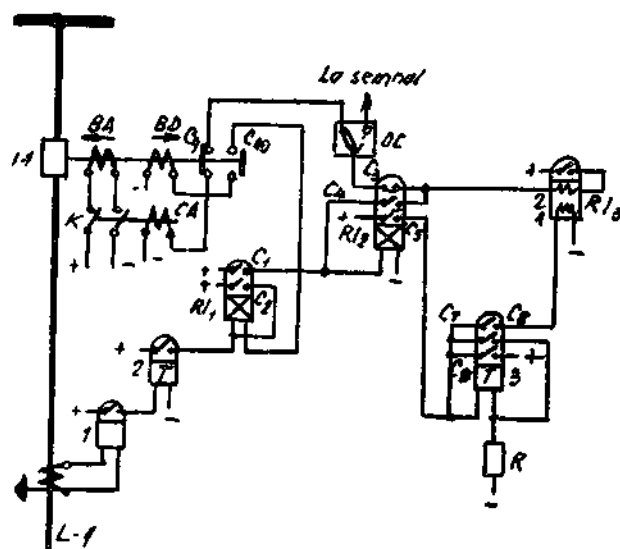
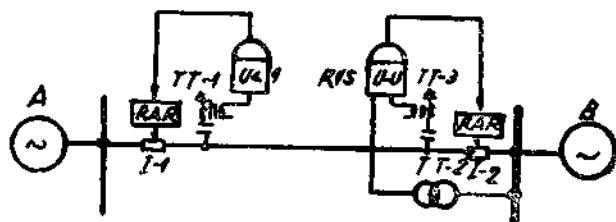


Fig. 6.51. Schema unui dispozitiv electric de RAR, cu o singură acționare, cu pornire de la protecția prin relee și cu revenire automată.

Fig. 6.52. Dispozitive de RAR pe o linie cu alimentare bilaterală, prevăzute cu controlul lipsei de tensiune și cu verificarea sincronismului.



dițiilor de sincronism. În practică, reanclanșarea întreruptorului de la un capăt al liniei se face cu verificarea lipsei de tensiune dinspre celălalt capăt, iar la capătul opus — cu verificarea sincronismului, așa cum este arătat în schema principală din fig. 6.52.

6.7.3. Descărcarea automată la suprasarcină (DAS)

În regim de funcționare normală, puterea debitată de generatoarele sistemului energetic urmărește în permanență valorile arbitrare ale puterii cerute de consumatori. Această urmărire este asigurată de reguletoarele de viteză ale turbinelor și de reguletoarele automate de frecvență.

Atât timp cât puterea debitată de generatoare urmărește exact variația puterii cerute de consumatori, frecvența rămâne aproximativ constantă respectându-se condițiile de calitate impuse producerii de energie electrică.

În cazul în care apare un defect în instalațiile de producere a energiei electrice — urmat de ieșirea din funcțiune a unui grup de generatoare — sau consumul de energie electrică crește brusc prin apariția de noi consumatori, echilibrul se strică și frecvența sistemului începe să scadă. Scăderea frecvenței nu este permisă decât pînă la anumite valori, întrucît în caz contrar are loc perturbarea funcționării normale a consumatorilor, inclusiv a serviciilor interne din centralele electrice.

Din această cauză, pentru a evita scăderea frecvenței pînă la valori care ar amenința întreaga funcționare a sistemului energetic, se folosesc dispozitive automate, care restabilesc valorile admisibile ale frecvenței, comandînd declanșarea anumitor consumatori, deci micșorînd puterea cerută de consumatori pînă la valori apropiate de puterea disponibilă a generatoarelor în funcțiune din sistem, și asigură astfel un mare echilibru al puterilor în urma declanșărilor în avarie a unor unități producătoare de energie. Desigur, acest lucru se întîmplă numai în cazul în care nu mai există rezervă în sistem și reguletoarele automate de frecvență nu au putut urmări într-un interval de timp scurt reechilibrarea puterilor produse și absorbite de consumatori.

Dispozitivele care, în cazul scăderii frecvenței sub anumite valori, comandă automat declanșarea unor consumatori, în scopul restabilirii echilibrului puterilor și a frecvenței, se numesc *dispozitive de descărcare automată la supra-*

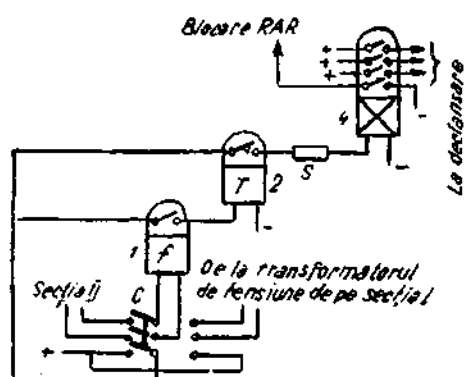


Fig. 6.53. Schema dispozitivului de DAS.

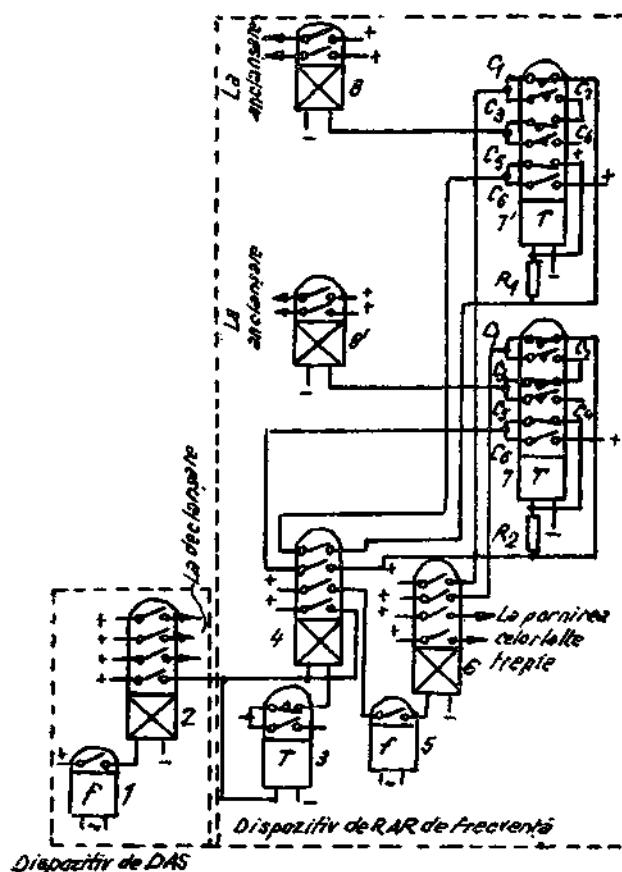


Fig. 6.54. Combinarea dispozitivelor de DAS cu dispozitivele de RAR de frecvență.

sarcină (*DAS*). Aceste dispozitive au mai multe trepte de funcționare, cu valori de reglaj ale frecvenței în ordine descrescătoare, la început fiind deconectați consumatorii mai puțin importanți, apoi consumatorii în ordinea importanței crescînde.

Dispozitivele *DAS* se repartizează în cuprinsul sistemului energetic și pentru fiecare dispozitiv trebuie calculată puterea care urmează să fie deconectată la acționarea fiecărei trepte, astfel încît să se asigure menținerea frecvenței în limitele stabilite de norme.

Elementul principal al dispozitivelor *DAS* este releul de frecvență (care poate fi un releu de inducție sau un releu de filtru de frecvență) și acționează atunci cînd frecvența scade pînă la valoarea de reglaj a releului. Releele de frecvență folosite în schemele *DAS* trebuie să satisfacă următoarele condiții:

- a) frecvența de acționare a releului nu trebuie să depindă de valoarea tensiunii de alimentare și nici de temperatura mediului ambiant;
- b) releul trebuie să acționeze rapid;
- c) releul trebuie să permită o variație continuă a valorii de acționare, respectiv a reglajului frecvenței la care releul își închide contactele;
- d) releul trebuie să funcționeze sigur și precis, adică să nu-și închidă contactele în cazul șocurilor mecanice sau vibrațiilor, iar erorile în raport cu valoarea de reglaj să fie cît mai mici.

Există și dispozitive *DAS* care acționează nu numai în funcție de abaterea Δf a frecvenței de la valoarea nominală, ci și în funcție de viteza de variație a frecvenței, adică în funcție de valoarea derivatei $\frac{df}{dt}$.

O schemă de principiu a dispozitivului *DAS* este reprezentată în figura 6.53.

Dispozitivul conține în afară de releul de frecvență *I*, un releu de timp *2*, un releu de semnalizare *S* și un releu intermediar *4*, prin care se comandă declanșarea diferiților consumatori.

În multe cazuri dispozitivul de *DAS* se completează cu dispozitivele *RAR*, care, după restabilirea frecvenței în sistem, comandă automat reanclanșarea consumatorilor deconectați. Aceste dispozitive de *RAR* se numesc dispozitive *RAR de frecvență* sau dispozitive de *reanclanșare automată a sarcinii* (*RAS*). Eficacitatea dispozitivului *RAR de frecvență* depinde de timpul întreruperii alimentării.

Practica a arătat că la timpii de întrerupere peste 25 s, schema *RAR* de frecvență nu-și justifică existența.

În fig. 6.54 se prezintă o schemă combinată a dispozitivelor *DAS* cu dispozitive *RAR de frecvență*.

ÎNCERCĂRILE ECHIPAMENTELOR ELECTRICE

Încercările echipamentelor electrice se fac în scopul verificării parametrilor, performanțelor și capacității de funcționare a echipamentelor electrice la punerea lor în funcțiune, după efectuarea reparațiilor capitale, sau cu caracter profilactic.

Încercările la *punerea în funcțiune* sînt cele mai numeroase și au rolul, pe de o parte, de a depista orice deteriorare survenită în perioada de montaj — sau eroare de montaj, iar pe de altă parte, de a verifica parametrii și caracteristicile echipamentelor — în comparație cu rezultatele obținute la încercările de pe standul de probe al fabricilor constructoare.

Încercările după *reparații capitale*, se fac, în primul rînd, în scopul verificării calității reparației, iar în al doilea rînd, pentru a constata dacă s-au obținut prin reparație performanțele dorite (în cazul cînd s-au făcut modificări) sau dacă s-au readus echipamentele la parametrii și performanțele inițiale de exploatare, care au fost constatate la punerea lor în funcțiune.

Încercările *profilactice* se execută periodic, după o anumită durată de funcționare a echipamentelor, în vederea stabilirii capacității lor de funcționare în condiții de maximă siguranță și a detectării eventualelor defecte ascunse.

Încercările și probele la care sînt supuse echipamentele electrice se referă în special la :

- măsurări privind starea izolației ;
- încercări privind izolația ;
- măsurări pentru obținerea unor date inițiale ;
- verificări electrice ;
- măsurări și probe mecanice.

În ceea ce privește volumul de probe și încercări, pentru fiecare tip de încercări, depinde de natura echipamentului, de capacitatea de încercare a laboratoarelor de specialitate și de normativele în vigoare. Trebuie subliniat că în România este în vigoare „Normativul de încercări și măsurări la echipamentele și instalațiile electrice la punerea în funcțiune și în exploatare — PE — 116/72”.

La efectuarea probelor și încercărilor trebuie avut în vedere următoarele :

— executarea probelor cu caracter distructiv, la punerea în funcțiune a echipamentelor electrice, se face numai cu acordul și în prezența reprezentanților furnizorului și ai beneficiarului ;

— înaintea efectuării probelor se verifică aspectul exterior al echipamentului și se iau măsurile de tehnica securității și protecția muncii impuse de norme ;

— compararea datelor și aprecierea rezultatelor obținute trebuie făcute pentru condiții identice în ceea ce privește temperatura, condițiile atmosferice, clasa de precizie a aparatelor (abaterile de temperatură să nu difere mai mult de $\pm 10^{\circ}\text{C}$)

— înaintea probei :cu tensiune mărită, la echipamentele care conțin ulei, trebuie să existe rezultatele încercării uleiului, care să ateste calitatea corespunzătoare a acestuia.

În tabelele 7.1...7.13 sînt indicate cele mai importante încercări ce se execută echipamentelor și instalațiilor electrice, condițiile de executare a probelor, valorile și condițiile de control, cît și periodicitatea la care se execută, pe tipuri de echipament.

TABELUL 7.1

Incercări și probe la generatoare și compensatoare sincrone

Nr. crt.	Denumirea probei	Condițiile de efectuare a probei	Valori și condiții de control	Periodicitatea																										
1	2	3	4	5																										
7.1.1	Măsurarea rezistenței de izolație și a coeficientului de absorbție a înfășurărilor Obs. La generatoarele răcite direct cu apă în înfășurări, proba se execută conform indicațiilor furnizorului	a) Măsurarea rezistenței de izolație se face cu megohmetrul, conform datelor de mai jos: <table><tr><th>Tensiunea înfășurărilor (V)</th><th>Tensiunea megohmetrului (V)</th></tr><tr><td>500</td><td>500</td></tr><tr><td>500 - 3000</td><td>1000</td></tr><tr><td>3000</td><td>2500</td></tr></table> Măsurarea se face cu generatorul (compensatorul): — în stare rece, la temperatura mediului ambiant; — în stare caldă, la temperatura corespunzătoare regimului de lucru nominal, cu o diferență de cel mult 10°C față de acesta. Se măsoară și temperatura înfășurărilor. Coeficientul de variație al rezistenței de izolație, k, cu temperatura: <table><tr><td>°C</td><td>75</td><td>70</td><td>60</td><td>50</td><td>40</td><td>30</td><td>20</td><td>10</td></tr><tr><td>k</td><td>1,0</td><td>1,2</td><td>1,8</td><td>2,6</td><td>3,9</td><td>5,5</td><td>8,5</td><td>12</td></tr></table>	Tensiunea înfășurărilor (V)	Tensiunea megohmetrului (V)	500	500	500 - 3000	1000	3000	2500	°C	75	70	60	50	40	30	20	10	k	1,0	1,2	1,8	2,6	3,9	5,5	8,5	12	a) Valorile obținute trebuie să fie mai mari decât 70% din valorile obținute la măsurătorile pe ștandul de probă al furnizorului, sau — orientativ — să aibă valorile: — pentru $U_{nom} \leq 1000$ V, $R_{iz} > 1$ M Ω ; — pentru $U_{nom} > 1000$ V, $R_{iz} >$ $> \frac{U \text{ (V)}}{1000 + \frac{S(\text{kVA})}{100}} \text{ M}\Omega;$ R_{iz} se măsoară la 75°C.	— La punere în funcțiune — La repararea înfășurărilor — După reparații
Tensiunea înfășurărilor (V)	Tensiunea megohmetrului (V)																													
500	500																													
500 - 3000	1000																													
3000	2500																													
°C	75	70	60	50	40	30	20	10																						
k	1,0	1,2	1,8	2,6	3,9	5,5	8,5	12																						

1	2	3	4	5
		<p>b) Coeficientul de absorbție (indică gradul de umiditate al izolației) se măsoară pentru $U \geq 3000$ V și $S \geq 1000$ kVA.</p> $K_{abs} = \frac{R_{60''}}{R_{15''}}$	<p>b) $K_{abs} > 1,3$</p>	
7.1.2	Măsurarea rezistenței de izolație a lagărelor	<p>a) în timpul montajului se execută cu megohmetrul de 1000—2500 V, cu toate instalațiile de ungere montate</p> <p>b) în timpul funcționării se măsoară cu voltmetrul racordat direct (sau cu trafo ridicător) tensiunile între capetele arboreului și între corpul lagărelor și placa de fundație cu pelicula de ulei șuntată.</p>	<p>— la turbogeneratoare: $R_{12} > 1$ MΩ — la hidrogeneratoare: $R_{12} > 0,3$ MΩ</p>	<p>— Punerii în funcțiune — După reparații</p>
7.1.3	Măsurarea rezistenței de izolație a buleanelor de stringere	Cu megohmetrul de 2500 V	<p>$R_{12} > 70\%$ din valorile de pe ștandul de probă de la furnizor</p>	<p>— Punerii în funcțiune — După reparații</p>
7.1.4	Măsurarea rezistenței de izolație a traductoarelor de temperatură	Cu megohmetrul de 1000 V. Măsurarea se face la placa de borne de la generator, după desfacerea legăturilor la pământ	$R_{12} > 2$ M Ω	Idem
7.1.5	Încercarea izolației în fașurării statorice	<p>a) Cu tensiune alternativă (50 Hz): — După uscarea generatorului (dacă este necesară) se încearcă fiecare fază separat față de masă, celelalte două fiind puse la pământ</p>	<p>Izolația trebuie să reziste la tensiunea de încercare timp de 1 minut. — La puneri în funcțiune $k=0,85$</p>	<p>— Punerii în funcțiune — După reparații — Încercări profilactice</p>

1	2	3	4	5												
		<p>Valorile tensiunii de încercare:</p> <table border="1"> <tr> <th>Puterea mașinii KVA</th><th>Tensiunea de încercare V</th></tr> <tr> <td>$< 10\ 000$</td><td>$k(1000 + 2U_n)$ dar minimum 1 500 V</td></tr> <tr> <td>$> 10\ 000$ KVA, $U_n \leq 2\ 000$ V</td><td>$k(1000 + 2U_n)$</td></tr> <tr> <td>$> 10\ 000$ KVA; $2\ 000 < U_n < 6\ 000$ V</td><td>$2,5 U_n \cdot k$</td></tr> <tr> <td>$> 10\ 000$ KVA; $6\ 000 < U_n < 16\ 500$ V</td><td>$k(3\ 000 + 2U_n)$</td></tr> <tr> <td>$U_n > 16\ 500$ V</td><td>Nu se nor- mează</td></tr> </table>	Puterea mașinii KVA	Tensiunea de încercare V	$< 10\ 000$	$k(1000 + 2U_n)$ dar minimum 1 500 V	$> 10\ 000$ KVA, $U_n \leq 2\ 000$ V	$k(1000 + 2U_n)$	$> 10\ 000$ KVA; $2\ 000 < U_n < 6\ 000$ V	$2,5 U_n \cdot k$	$> 10\ 000$ KVA; $6\ 000 < U_n < 16\ 500$ V	$k(3\ 000 + 2U_n)$	$U_n > 16\ 500$ V	Nu se nor- mează	<p>— După reparație la înfășurări: $k=1,0$ înlocuiri totale $k=0,85$ înlocuiri parțiale — La încercări profilactice $k=0,75$</p>	
Puterea mașinii KVA	Tensiunea de încercare V															
$< 10\ 000$	$k(1000 + 2U_n)$ dar minimum 1 500 V															
$> 10\ 000$ KVA, $U_n \leq 2\ 000$ V	$k(1000 + 2U_n)$															
$> 10\ 000$ KVA; $2\ 000 < U_n < 6\ 000$ V	$2,5 U_n \cdot k$															
$> 10\ 000$ KVA; $6\ 000 < U_n < 16\ 500$ V	$k(3\ 000 + 2U_n)$															
$U_n > 16\ 500$ V	Nu se nor- mează															
		<p>În cazul în care agentul de răcire este lichid, încercarea se face cu instalația de răcire în funcțiune</p>														
		<p>b) Cu tensiune redre sată (nu este obligatorie, dacă se execută încercarea cu tensiune alternativă)</p> <p>$U_{fscare}, c.c. = 1,6 U_{iscare} c.a.$ Se fac mai multe citiri spre a se putea ridica curba</p> <p>$I_{scargere} = f(U_{aplicată})$, absolut necesară evidențierii scurgerii izolației</p>	<p>— Valorile curentului de scurgere nu se normalizează; se compară cu valorile prescripse de firma constructoare</p>													

1	2	3	4	5
7.1.6	Încercarea izolației în- tăsurării rotorice cu tensiune alternativă mărită	De 10 ori tensiunea nominală de exci- tație însă $1500 \text{ V} < U_{\text{incerc}} \leq 3500 \text{ V}$ Se recomandă ca încercarea să se facă la turația nominală a rotorului	Izolația trebuie să reziste la tensiunea de încercare timp de 1 minut	— Poneri în func- țiune — După reparații
7.1.7	Încercarea izolației între spirele înfășurării statorice cu tensiune alternativă mărită indusă	Valoarea tensiunii de încercare este : — $1,5 U_n$ pentru hidrogenatoare ; — $1,3 U_n$ pentru turbogeneratoare și compensatoare sincrone	Încercarea se face timp de 5 minute	Idem
7.1.8	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurării statorice.	Se măsoară pe fiecare fază și ramură (dacă este cazul) cu metoda volt- metru-ampmetru sau cu ajutorul unei punți duble sau simple.	Rezultatele să nu difere cu mai mult de 2% ($S < 100 \text{ MVA}$) sau de 1% ($S > 100 \text{ MVA}$) pentru rezistențele fazelor și până la 5% pentru rezis- tențele ramurilor	Idem
7.1.9	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurării rotorice.	Se măsoară cu metode ampermetru- voltmetru sau cu o punte de precizie. Se recomandă măsurarea rezisten- ței pe fiecare pol în parte	Rezultatele să nu difere cu mai mult de 2%, în comparație cu cele din fabrică	Idem
7.1.10	Determinarea principale- lor caracteristici electrice cu genera- torul la turația no- minală	La $n = n_{nom}$ se ridică următoarele ca- racteristici : a) caracteristica de scurtcircuit trifa- zat la borne $I_{sc}(2) = f(I_{cp})$; b) Caracteristica de mers în gol $U = f(I_{cp})$; Caracteristica se ridică pentru valori descrescătoare ale curentului de ex- citație. La $I_{ex} = 0$, se măsoară ten- siunea remanentă	Se compară cu caracteristicile date de fabrică. a) Se verifică și simetria curenților ; turația se menține între 0,8 și 1,2 din n_{nom} b) Se măsoară tensiunea de linie, cu- rentul de excitație și frecvența. Se alege I_{ex} astfel ca tensiunea la borne să fie $1,3 U_{nom}$	— La puneri în funcțiune — După reparații la înfășurări sau în circuiturile de ex- citație

1	2	3	4	5																		
		<p>c) Simetria sistemului de tensiuni produse de generator sau compensatorul sincron. Se măsoară tensiunea pe fază și între faze la secundarele transformatoarelor de tensiune. Se determină succesiunea fazelor care trebuie să coincidă cu acea a sistemului la care se conectează generatorul. Se măsoară simetria tensiunilor remanente (măsurătoarea se poate face direct la bornele generatorului).</p>	<p>c) Simetria se apreciază la $n=n_{nom}$ după raportul dintre diferența valorilor maxime și minime ale tensiunilor de linie măsurate și valoarea lor medie, cu ADR declanșat. Rezultatele măsurătorilor nu se normează.</p>	<p>— Punceri în funcțiune — După reparații</p>																		
7.1.11	Măsurarea întrefierului	<p>d) Se măsoară — prin oscilografie — timpul de stingere a cimpului magnetic din circuitul rotoric. Se ridică curbe $U_{gen}=f(t)$, din momentul deconectării circuitului de excitație. Timpul de stingere nu se normează. Se compară cu valorile date de firma furnizoare.</p>	<p>d) Proba se repetă de 4—5 ori, cu urmărirea comportării automatului de dezexcitație rapidă.</p>	<p>— Punceri în funcțiune — După reparații</p>																		
7.1.12	Verificarea etanșării	<p>Măsurătoarea se face cu ajutorul calibrelor în 4—8 puncte diametral opuse și la ambele capete ale rotorului</p>	<p>Valorile obținute nu trebuie să difere față de media egală cu semisuma lor cu mai mult de: 10% la turbogeneratoare; 20% la hidrogeneratoare</p>	<p>— Punceri în funcțiune — După reparații</p>																		
7.1.13	Măsurarea vibrației lagărelor	<p>Încercarea se face conform prescripțiilor firmei furnizoare</p>	<p>Vibrațiile nu trebuie să depășească valorile:</p> <table><tr><td>n</td><td>3000</td><td>1500</td><td>1000</td><td>375</td><td>187</td></tr><tr><td>rot/min</td><td></td><td></td><td>500</td><td>214</td><td>62,5</td></tr><tr><td>Vibrația mm</td><td>0,05</td><td>0,07</td><td>0,1</td><td>0,12</td><td>0,18</td></tr></table>	n	3000	1500	1000	375	187	rot/min			500	214	62,5	Vibrația mm	0,05	0,07	0,1	0,12	0,18	
n	3000	1500	1000	375	187																	
rot/min			500	214	62,5																	
Vibrația mm	0,05	0,07	0,1	0,12	0,18																	

TABELUL 7.2

Inercădri și probe la transformatoarele de forță, autotransformatoare, bobine de compensare și bobine de stingere.

1	2	3	4	5																																														
7.2.1	Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor și a coeficientului de absorbție (R_{60}/R_{15})	<p>a) <i>Rezistența de izolație</i>. Se măsoară cu megohmetrul de 1 000 V (la $U_n \leq 500$ V) și de 2 500 V (la $U_n > 500$ V) — timp de 1 minut. Măsurarea se execută înainte de măsurării tg δ și a capacității înfășurărilor. Coeficientul de variație al rezistenței de izolație, în funcție de diferența de temperatură, este :</p> <table border="1"> <tr> <td>$\Delta t^\circ\text{C}$</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr> <tr> <td>K</td><td>1,2</td><td>1,5</td><td>1,8</td><td>2,3</td><td>2,8</td><td>3,4</td><td>4,1</td><td>5,0</td><td>6,1</td><td>7,3</td></tr> </table> <p>b) <i>Coeficientul de absorbție</i> Curba de absorbție $R_{t2} = f(t)$ se ridică prin citiri timp de 10 min.</p>	$\Delta t^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	K	1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,4	4,1	5,0	6,1	7,3	<p>a) Valoarea minimă a R_{t2} în comparație cu valoarea din fabrică trebuie să fie :</p> <ul style="list-style-type: none"> — 75 % la transformatoare cu $U_n \leq 110$ kV ; — 85 % la transformatoare cu $U_n \geq 220$ kV <p>La transformatoarele cu $U_n < 500$ V, R_{t2} trebuie să fie mai mare de 2 MΩ pentru $t = 20 \pm 10^\circ\text{C}$.</p> <p>Valorile orientative pentru R_{t2} (în MΩ) sînt :</p> <table border="1"> <tr> <th>S_{tr}</th><th>U_{tr}</th><th>Temp, izolației $^\circ\text{C}$</th></tr> <tr> <td>MVA</td><td>kV</td><td>20</td><td>30</td><td>40</td><td>50</td><td>60</td></tr> <tr> <td>$< 7,5$</td><td>≤ 35</td><td>300</td><td>200</td><td>130</td><td>90</td><td>60</td></tr> <tr> <td>$> 7,5$</td><td>> 35</td><td>600</td><td>400</td><td>260</td><td>180</td><td>120</td></tr> </table> <p>b) Coeficientul de absorbție se recomandă să aibă valorile :</p> $K_{abs} = \frac{R_{60}}{R_{15}} \geq 1,3 \begin{cases} S_n \leq 10 \text{ MVA} \\ U_n \leq 110 \text{ kV} \end{cases}$ $K_{abs} \geq 1,5 - 2 \begin{cases} S_n > 10 \text{ MVA} \\ U_n \geq 110 \text{ kV} \end{cases}$	S_{tr}	U_{tr}	Temp, izolației $^\circ\text{C}$	MVA	kV	20	30	40	50	60	$< 7,5$	≤ 35	300	200	130	90	60	$> 7,5$	> 35	600	400	260	180	120	<ul style="list-style-type: none"> — Poneri în funcțiune — După reparații — Schimbarea uleiului
$\Delta t^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50																																								
K	1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,4	4,1	5,0	6,1	7,3																																								
S_{tr}	U_{tr}	Temp, izolației $^\circ\text{C}$																																																
MVA	kV	20	30	40	50	60																																												
$< 7,5$	≤ 35	300	200	130	90	60																																												
$> 7,5$	> 35	600	400	260	180	120																																												

1	2	3	4	5																				
7.2.2	Măsurare tg δ a izolației înfășurărilor (la $S_n < 10$ MVA proba este facultativă)	<p>— Tensiunea de încercare mai mică sau egală cu U_{nom} transformator.</p> <p>Coefficientul de variație a tgδ în funcție de temperatură este:</p> <table><tr><td>Δt°C</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td></tr><tr><td>K</td><td>1,3</td><td>1,5</td><td>1,7</td><td>1,9</td><td>2,2</td><td>2,5</td><td>3,0</td><td>3,6</td><td>4,4</td></tr></table>	Δt°C	10	15	20	25	30	35	40	45	50	K	1,3	1,5	1,7	1,9	2,2	2,5	3,0	3,6	4,4	Valoarea tg δ nu trebuie să depășească cu 30 % valoarea dată de fabrică. Valori orientative sint: $S_n \leq 10$ MVA, $U \leq 35$ kV — tg δ = 1,2—2,6 $S_n > 10$ MVA, $U > 35$ kV — tg δ = 0,8—1,7	<p>— Puneri în funcțiune</p> <p>— După revizii</p> <p>— La schimbarea uleiului</p>
Δt°C	10	15	20	25	30	35	40	45	50															
K	1,3	1,5	1,7	1,9	2,2	2,5	3,0	3,6	4,4															
7.2.3	Măsurarea rezistenței de izolație a jugului bu-loanelor, bolțurilor și consolelor	Se măsoară cu megohmetrul de 2 500 V		<p>— La decuvare</p> <p>— Reparația miezului</p>																				
7.2.4	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor	<p>Se măsoară prin metoda V—A sau cu puntea pe flicare fază, înfășurare și priză.</p> <p>Cînd neutrul nu este accesibil se măsoară rezistențele între fază și se determină prin calcul valoarea rezistenței fazelor. Se face corecția de temperatură cu relația:</p> $r_x = \frac{r(235 + t_x)}{235 + t} (\Omega).$ <p>Alimentarea în c.c. pentru măsurătoare se face la circa 0,1 I_{nom}.</p>	Rezistențele înfășurărilor diferitelor faze pe același plot nu trebuie să difere între ele sau față de datele uzinei furnizoare cu mai mult de 2 %	<p>— Puneri în funcțiune</p> <p>— După reparațiile</p> <p>— O dată pe an la transformatoare cu $U \geq 110$ kV</p> <p>— O dată la doi ani la transf. cu re-glaj sub sarcină</p>																				
7.2.5	Verificarea funcționării corecte a comutatorului de ploturi	<p>Prin oscilografieri se ridică diagrama circulară sau a timpilor de comutare a contactelor sectorului, inversorului și intreruptorului rapid. Se vor măsura:</p> <p>— rezistențele de comutare;</p> <p>— rezistențele de contact;</p> <p>— rigiditatea dielectrică a uleiului.</p>	Valorile măsurate trebuie să corespundă datelor de fabrică. Rigidi-tatea uleiului nu trebuie să scadă sub 100 kV/cm. Uleiul din comu-tator se înlocuiește anual.	<p>— La punere în funcțiune</p> <p>— La reparația co-mutatorului</p> <p>— O dată la 5 ani</p>																				

1	2	3	4	5
7.2.5	Verificarea grupeii de conexiuni și a polarității		Rezultatele trebuie să confirme indicațiile de pe placa transformatorului	— La punerea în funcțiune — După repararea înfășurărilor
7.2.6	Măsurarea raportului de transformare	Se execută cu 2 voltmetre, verificându-se pe toate fazele și pe toate prizele. Valoarea tensiunii de alimentare se recomandă să fie cit mai apropiată de U_{nom} .	Raportul de transformare măsurat să nu difere cu mai mult de 0.5 % față de cel indicat de fabrică	— Poneri în funcțiune — După repararea înfășurărilor
7.2.7	Măsurarea pierderilor de mers în gol și a curentului de mers în gol	Se execută : a) Măsurarea pierderilor și a curentului de mers în gol la tensiunea redusă de 380 V, 50 Hz ; b) Măsurarea pierderilor și a curentului de mers în gol la tensiunea nominală. Încercarea se face având una din înfășurări pe plotul corespunzător U_{nom} , iar celelalte înfășurări lăsate deschise. Valoarea tensiunii aplicate se consideră media aritmetică a celor trei tensiuni de linie ; curentul de mers în gol se consideră media aritmetică a celor trei curenți de linie. Pierderile determinate la tensiune redusă se vor raporta la tensiunea nominală ; clasa de precizie a transformatoarelor și aparaturii de măsură folosită este 0,2	Abateri admise : +15 % pentru pierderi la mers în gol ; +30 % pentru curent de mers în gol (în comparație cu valorile din calcul)	— Poneri în funcțiune (în lipsa buletinului de fabrică) — După repararea înfășurărilor sau a miezului
7.2.8	Măsurarea tensiunii de scurtcircuit și a pierderilor la sarcina nominală	Se alimentează de la o sursă trifazată una din înfășurările transformatorului, cealaltă fiind conectată direct în scurtcircuit. — Încercarea se face cu un curent de cel puțin 25 % din I_{nom} .	Abateri admise : +10 % pentru pierderile în sarcină, cu condiția ca pierderile totale să nu depășească cu +10 % valoarea de calcul ; +10 % tensiunea de scurtcircuit la transformatoarele cu două înfășurări ; +15 % tensiunea de scurtcircuit la transformatoarele cu trei înfășurări	Idem

1	2	3	4	5																																										
7.2.9	Încercarea izolației înfășurărilor cu tensiune alternativă aplicată mărită, la 50 Hz	<p>Verificarea se face asupra transformatorului complet montat, de preferință în stare caldă, pe plotul corespunzător la U_{nom}. Valorile tensiunilor de încercare sunt :</p> <table><tr><th>U_{nom}</th><th>La punerea în funcțiune</th><th>După reparația bobinelor</th></tr><tr><th>kV</th><th>kV</th><th>kV</th></tr><tr><td>1</td><td>3,75</td><td>4,25</td></tr><tr><td>3</td><td>12</td><td>13,6</td></tr><tr><td>6</td><td>16,5</td><td>18,7</td></tr><tr><td>10</td><td>21</td><td>23,8</td></tr><tr><td>15</td><td>28,5</td><td>22,3</td></tr><tr><td>20</td><td>37,5</td><td>42,5</td></tr><tr><td>30</td><td>52,5</td><td>59,5</td></tr><tr><td>35</td><td>60</td><td>68</td></tr><tr><td>60</td><td>105</td><td>119</td></tr><tr><td>110</td><td>139</td><td>157</td></tr><tr><td>220</td><td>266</td><td>302</td></tr><tr><td>400</td><td>472</td><td>535</td></tr></table>	U_{nom}	La punerea în funcțiune	După reparația bobinelor	kV	kV	kV	1	3,75	4,25	3	12	13,6	6	16,5	18,7	10	21	23,8	15	28,5	22,3	20	37,5	42,5	30	52,5	59,5	35	60	68	60	105	119	110	139	157	220	266	302	400	472	535	Încercarea se face timp de 1 minut din momentul atingerii tensiunii de încercare. Încercarea se face numai dacă rezultatele încercărilor de la punctele 7.2.1 ; 7.2.2 și încercarea uleiului au dat rezultate satisfăcătoare	— Puneri în funcțiune — După reparații — La bobinele de stingere și când se modifică înfășurările
U_{nom}	La punerea în funcțiune	După reparația bobinelor																																												
kV	kV	kV																																												
1	3,75	4,25																																												
3	12	13,6																																												
6	16,5	18,7																																												
10	21	23,8																																												
15	28,5	22,3																																												
20	37,5	42,5																																												
30	52,5	59,5																																												
35	60	68																																												
60	105	119																																												
110	139	157																																												
220	266	302																																												
400	472	535																																												
7.2.10	Încercarea cu tensiune mărită indusă la 50 Hz (se execută la trafouriducătoare prin alimentare directă din generator)	<p>Proba se execută la :</p> <p>a) transformatoare cu izolație de grad scăzut</p> <p>b) transformatoare cu izolație plină, având tensiunea nominală peste 35 kV.</p> <p>Valorile tensiunii de încercare :</p> <table><tr><th>U_{nom} (rețea) kV</th><th>110</th><th>220</th><th>380</th></tr><tr><th>U_{incerc} kV</th><th>140</th><th>280</th><th>480</th></tr></table>	U_{nom} (rețea) kV	110	220	380	U_{incerc} kV	140	280	480	Durata de menținere a tensiunii de încercare este de 1 minut	— După reparația înfășurărilor																																		
U_{nom} (rețea) kV	110	220	380																																											
U_{incerc} kV	140	280	480																																											

1	2	3	4	5
7.2.11	Verificarea etanșității cuvei	Verificarea se face timp de 15 minute astfel: — pentru cuve cu țevă sau cuve nedede la 0,6 m col. ulei; — pentru cuve ondulate sau radiatoare 0,3 m col. ulei. Suprapresiunea se obține prin racordarea la consumator a unui tub ermetic cu plinie umplută cu ulei. În timpul încercării, orificiul țevii de respirație a conservatorului va fi închis	Nivelul uleiului în conservator se menține conform indicațiilor fabricii. După 12 ore de la umplere se verifică toate îmbinările. Transformatorul se consideră că a rezistat dacă nu se observă scurgeri de ulei, nici la îmbinări, nici la robinetul de golire a băii	— La puneri în funcțiune — După decuvări — După reparații
7.2.12	Verificarea transformatorului la conectări și deconectări repetate	a) Se face conectarea transformatorului la tensiunea nominală timp de 30 min. b) Se conectează și se deconectează transformatorul de 3 ori pentru perioade scurte	Se urmărește comportarea transformatorului și a aparatului de protecție	— Punerii în funcțiune — Reparații
7.2.13	Măsurarea rezistenței de izolație a traductoarelor de temperatură, nivel, presiune etc.	Se face cu megohmetrul de 500 V	Rezultatele măsurătorii se compară cu cele de pe ștandul de probă	— Decuvarea transformatorului — După reparații
7.2.14	Verificarea funcționării instalațiilor auxiliare (pompe de ulei, ventilaatoare, semnalizări etc.)		Se verifică funcționarea	— Punerii în funcțiune — După reparații
7.2.15	Măsurarea reactanțelor pe toate treptele bobinei de stingere (la cele cu reglaj în trepte) sau pe diverse poziții (la cele cu reglaj al întrefierului)	Se măsoară curentul inductiv (la bobinele cu ploturi) sau se ridică curba lui de variație pentru diverse poziții ale întrefierului (la cele cu reglaj continuu); bobina se alimentează la tensiunea nominală alternativă	Rezultatele măsurătorilor se compară cu buletinul de fabrică. Diferența nu trebuie să depășească 5 %	— Punerii în funcțiune — Modificări în circuitul magnetic sau electric — După reparații

Încercări și probe la transformatoare de tensiune

1	2	3	4	5
7.3.1	Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor	Se măsoară între cele două înfășurări și între înfășurări și corpul metalic al transformatorului cu megohmetrul de 2500 V. La transformatoarele cu izolație degresivă și borna de legare la pământ inaccessibilă, măsurătoarea se execută numai între înfășurarea de joasă tensiune și masă	Rezultatele nu trebuie să fie mai mici decât cele obținute pe ștandul de probă al fabricii astfel : — sub 70 % la transformatoarele cu $U_{nom} \leq 110$ kV; — sub 85 % la transformatoarele cu $U_{nom} > 110$ kV. Valoarea minimă a rezistenței de izolație trebuie să fie 50 M Ω pentru înfășurarea de înaltă tensiune și 2 M Ω pentru înfășurarea de joasă tensiune	— Punerii în funcțiune — Reparații — Înaltate de încercare cu tensiune mărită — După revizii
7.3.2	Măsurarea tg δ și capacității de izolație. Nu se execută la transformatoarele cu o bornă primară izolată față de masă la o tensiune mai mică de 5 kV.	Măsurătoarea se execută cu puntea Shering	Valoarea limită a tg δ se recomandă să nu depășească 0,03	— La puneri în funcțiune — După reparații — O dată la 3 ani — La schimbarea uleiului — Înainte de proba cu tensiune mărită
7.3.3	Încercarea izolației înfășurării secundare cu tensiune alternativă mărită (50 Hz)	Valoarea tensiunii de încercare este de 2 kV.	Izolația trebuie să suporte tensiunea de încercare timp de 1 minut	— La puneri în funcțiune — După reparații — O dată pe an
7.3.4	Încercarea izolației înfășurării primare cu tensiune alternativă mărită (50 Hz)	Pentru transformatoarele cu izolație plină : a) Încercarea izolației exterioare și a izolației înfășurării primare față de masă se face aplicând tensiunea de încercări, de la o sursă separată, între bornele înfășurării primare legate între ele și masă ;	Valoriile tensiunii de încercare, aplicată timp de 1 minut	Idem

U_{nom} kV	0,5	6	10	15	20	25
U_{incerc} kV	2,7	19,8	25,2	34,2	45	54
U_{nom} kV	30	35	66	110	220	400
U_{incerc} kV	64	72	126	166,5	324	567

1	2	3	4	5
		<p>b) încercarea izolației interioare între spire se face fie aplicând înfășurării secundare o tensiune corespunzătoare, fie aplicând direct tensiunea de încercare pe înfășurarea primară. În ambele cazuri tensiunea se măsoară pe partea de înaltă tensiune. Socul, cuva, circuitul magnetic, cte o bornă a fiecărei înfășurări secundare și o bornă a înfășurării primare trebuie legate între ele și la masă.</p> <p><i>Transformatoare cu izolație degresivă</i> Încercarea izolației se face la pct. b, cu observația ca borna înfășurării primare — destinată a funcționa pusă la pământ — trebuie legată la masă în timpul probei</p> <p><i>Transformatoare de tensiune capacitive sau în cascade.</i> Încercarea se face separat pe fiecare element al cascadei, la o valoare a tensiunii de încercare corespunzătoare tensiunii nominale a elementului.</p>		
7.3.5	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor	Se măsoară cu puntea	Rezultatele măsurătorilor să nu difere cu mai mult de 2% față de cel din buletinul eliberat de fabrică	— Poneri în funcțiune — Reparația înfășurărilor
7.3.6	Verificarea polarității înfășurărilor	Verificarea se face în curent continuu	Polaritatea trebuie să corespundă cu schema și cu notațiile de pe placa transformatorului	Idem
7.3.7	Verificarea raportului de transformare cu determinarea erorilor de unghi și tensiune		Se compară cu datele din buletinele eliberate de furnizor	— Poneri în funcțiune — După reparații — O dată la trei ani

1	2	3	4	5
7.3.8	Măsurarea curentului de mers în gol la tensiunea nominală a înfășurării secundare		Rezultatele nu trebuie să difere de datele din fabrică decât în limitele clasei de precizie a aparatelor de măsură folosite	Idem
7.3.9	Măsurarea sarcinii secundare	Se execută prin metoda voltmetru- ampermetru. Proba se execută după montajul definitiv al circuitului de tensiune cu toate aparatele conectate	Sarcina măsurată nu trebuie să depășească sarcina nominală, la clasa de precizie prevăzută	— Poneri în funcțiune — Modificări de circuite

TABELUL 7.4

Încercări și probe la transformatoare de curent

7.4.1	Măsurarea rezistenței de izolație a înfășurărilor	Măsurarea se face cu megohmetru de 2500 V între înfășurări și între fiecare înfășurare și corpul metalic al transformatorului	Rezultatele măsurărilor comparate cu datele din fabrică nu trebuie să fie mai mici față de acestea : — sub 70 % la transf. cu $U_{nom} \leq 110$ kV — sub 85 % la transf. cu $U_{nom} > 110$ kV Valoarea minimă a rezistenței de izolație este 50 M Ω pentru înfășurarea de I.T. și 2 M Ω pentru înfășurarea de J.T.	— La puneri în funcțiune — După revizie și reparatii — Înainte și după încercarea cu tensiune mărită
7.4.2	Măsurarea tangentei unghiului de pierderi (tg δ)	Se măsoară cu puntea Shering la transformatoarele cu $U_{nom} \geq 35$ kV.	Valoarea limită a tg δ este 0,03	— Poneri în funcțiune — Schimbarea uleiului — După revizie — O dată la 3 ani

1	2	3	4	5																								
7.4.3	Încercarea izolației înfășurării secundare cu tensiune mărită (50 Hz)	Valoarea tensiunii de încercare: — 2 kV între înfășurările secundare între ele și față de masă, precum și între înfășurările primare comutabile; — 4 kV la transformatoarele cu curent secundar de 1 A și pentru $S_{2n} \geq 30VA$	Izolația trebuie să reziste la tensiunea de încercare timp de 1 minut	— Poneri în funcțiune — După reparații — O dată la 3 ani																								
7.4.4	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor	Se măsoară cu puntea	Rezultatele să nu difere cu mai mult de 2% față de cele din fabrică	Idem																								
7.4.5	Verificarea polarității înfășurărilor	Verificarea se face în curent continuu	Polaritatea trebuie să corespundă cu schema și notațiile de pe transformator	— Poneri în funcțiune — După reparații																								
7.4.6	Încercarea izolației înfășurării primare față de masă cu tensiune mărită aplicată (50 Hz)	Tensiunea de încercare trebuie aplicată între bornele înfășurării primare, legate între ele și masă. Sochiul, cuva, bornele înfășurării secundare se leagă între ele și se pun la masă Tensiunea se măsoară pe partea de înaltă tensiune și se aplică timp de 1 minut	Valorile tensiunilor de încercare sunt: <table><tr><td>Unom (kV)</td><td>U încerc (kV)</td></tr><tr><td>0,5</td><td>2,7</td></tr><tr><td>6,0</td><td>19,8</td></tr><tr><td>10</td><td>25,2</td></tr><tr><td>15</td><td>34,2</td></tr><tr><td>20</td><td>45</td></tr><tr><td>25</td><td>54</td></tr><tr><td>35</td><td>72</td></tr><tr><td>66</td><td>126</td></tr><tr><td>110</td><td>166</td></tr><tr><td>220</td><td>324</td></tr><tr><td>400</td><td>567</td></tr></table>	Unom (kV)	U încerc (kV)	0,5	2,7	6,0	19,8	10	25,2	15	34,2	20	45	25	54	35	72	66	126	110	166	220	324	400	567	— Poneri în funcțiune — După reparații — O dată la trei ani
Unom (kV)	U încerc (kV)																											
0,5	2,7																											
6,0	19,8																											
10	25,2																											
15	34,2																											
20	45																											
25	54																											
35	72																											
66	126																											
110	166																											
220	324																											
400	567																											
7.4.7	Verificarea raporturilor de transformare, cu măsurarea erorilor de raport și unghi	Cu metode cunoscute la determinarea raportului și cu punte prin metoda de compensație	Rezultatele măsurătorilor trebuie să se încadreze în limitele de erori, corespunzătoare clasei de precizie a înfășurărilor și aparateelor de măsură folosite	— Poneri în funcțiune — După reparația miezului sau înfășurărilor																								

1	2	3	4	5
7.4.8	Măsurarea curentului de magnetizare		Rezultatele nu trebuie să difere mai mult de $\pm 5\%$ față de valorile date de fabrică	Puneri în funcțiune — După reparații — O dată la 3 ani
7.4.9	Măsurarea sarcinii secundare	<p>Proba se execută după montajul definitiv al circuitului de curent (cu toate instrumentele și aparatele montate).</p> <p>La transformatoarele care au posibilități de reglare a valorii sarcinii secundare, pentru a se încadra în clasa de precizie, trebuie măsurată și impedanța circuitului secundar, și în funcție de aceasta trebuie aleasă în mod corespunzător treapta sarcinii secundare</p>	<p>Sarcina măsurată nu trebuie să depășească sarcina nominală a secundarului, pentru o clasă de precizie</p>	<p>Puneri în funcțiune</p> <p>— Revizii</p> <p>— Modificări în circuitele secundare</p>

TABELUL 7.5

Încercări și probe la întreprinderi

7.5.1.	Măsurarea rezistenței de izolație a elementelor dispozitivelor de acționare (electromagneți)	Se măsoară cu inductorul de 1 000 V	<p>Valorile minime ale rezistenței de izolație:</p> <p>$R_{42} \geq 5 \text{ M}\Omega$ la puneri în funcțiune;</p> <p>$R_{42} \geq 1 \text{ M}\Omega$ în exploatare</p>	<p>Puneri în funcțiune</p> <p>— După reparații</p> <p>— După revizii</p>
7.5.2.	Măsurarea rezistenței de izolație a părților mobile confecționate din materiale organice	Se măsoară cu megohmetrul de 2 500 V	<p>Valori minime orientative:</p> <p>$R_{42} > 1 \text{ 000 M}\Omega$ la $U = 3-10 \text{ kV}$</p> <p>$R_{42} > 3 \text{ 000 M}\Omega$ la $U = 10-35 \text{ kV}$</p> <p>$R_{42} > 5 \text{ 000 M}\Omega$ la $U > 35 \text{ kV}$</p>	Idem

1	2	3	4	5																								
7.5.3.	Încercarea izolației întreruptoarelor cu tensiune alternativă mărită (50 Hz)	Încercarea se execută timp de un minut, tensiunea aplicându-se: — între piesele sub tensiune și pământ, pentru poziția „închis” a întreruptorului; — între piesele sub tensiune ale diferitelor faze, pentru pozițiile „închis” și „deschis” ale întreruptorului; — între contactele deschise ale aceleiași faze.	Valorile tensiunilor de încercare sint: <table><tr><td>U_{nom} kV</td><td>0,5</td><td>6</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td></tr><tr><td>U_{incerc} kV</td><td>2,7</td><td>19,8</td><td>25,2</td><td>34,2</td><td>45</td></tr><tr><td>U_{nom} kV</td><td>35</td><td>66</td><td>110</td><td>220</td><td>400</td></tr><tr><td>U_{incerc} kV</td><td>72</td><td>126</td><td>166</td><td>324</td><td>567</td></tr></table>	U_{nom} kV	0,5	6	10	15	20	U_{incerc} kV	2,7	19,8	25,2	34,2	45	U_{nom} kV	35	66	110	220	400	U_{incerc} kV	72	126	166	324	567	— Poneri în funcțiune — După reparații — O dată la 3 ani
U_{nom} kV	0,5	6	10	15	20																							
U_{incerc} kV	2,7	19,8	25,2	34,2	45																							
U_{nom} kV	35	66	110	220	400																							
U_{incerc} kV	72	126	166	324	567																							
7.5.4	Măsurarea rezistențelor căilor de curent	Prin metoda voltmetru-ampmetru sau cu puntea de precizie	Valorile măsurătorilor se compară cu valorile date în buletinele de fabrică	Idem																								
7.5.5.	Verificarea domeniilor de funcționare a dispozitivelor de acționare		Acste domenii sint: <i>Electromagneți</i> — deschidere (0,7—1,1) U_{nom} — închidere (0,85—1,1) U_{nom} <i>Motore de acționare</i> (0,85—1,1) U_{nom} <i>Elemente pneumatice</i> (0,85—1,1) P_{nom}	— Poneri în funcțiune — După revizii — După reparații																								
7.5.6.	Măsurarea timpilor medii de anclanșare și declanșare și verificarea simultaneității la închidere a contactelor	La instalațiile cu $U_{nom} < 110$ kV, măsurătoarea se face cu secundometre electrice, luându-se media aritmetică a 3—5 citiri. La întreruptoarele cu mai multe contacte în serie pe fază se vor măsura timpii de acționare și succesiunea corectă a operațiilor intermediare. La întreruptoarele cu $U_{nom} \geq 110$ kV, măsurarea se face prin oscilografere. Tot prin oscilografere se verifică și simultaneitatea închiderii sau deschiderii contactelor	Rezultatele măsurătorilor timpilor trebuie să corespundă valorilor din buletinele eliberate de firma furnizoare. Valoarea maximă a nesimultaneității între elementele aceleiași faze, cit și între faze trebuie să se încadreze în limita de max. 5 ms.	— Poneri în funcțiune — Reparații — Revizii																								

7.5.7.	Măsurarea valorii rezistențelor și capacităților de șuntare a spațiilor disruptive	Cu punte RLC, măsurătoarea făcându-se cu întreruptorul pe poziția „deschis”	Rezultatele se compară cu valorile date în buletinele din fabrică.	— Poneri în funcțiune — O dată la 3 ani
7.5.8.	Verificarea funcționării corecte a instalațiilor auxiliare (blocaje, pompe, ventile, încălzire, presiune, însum, aer etc.)	Verificarea se face pe elemente în funcție de specificul lor.	Se verifică ca parametrii de funcționare (presiuni, tensiuni) să se încadreze în limitele prescrise în documentația de fabrică.	— Poneri în funcțiune — La revizii
7.5.9.	Verificarea întreruptoarelor la anclanșări și de-clanșări repetate	Se execută: — 30 acționări aplicând dispozitivului de acționare tensiunea, respectiv presiunea nominală; — 10 acționări la tensiunea, respectiv presiunea minimă; — 10 acționări la tensiunea, respectiv presiunea maximă	Funcționarea trebuie să fie fără defecțiuni. Nu se face nici un reglaj în timpul acestor încercări.	— Poneri în funcțiune — Revizii — Reparații

TABELUL 7.6

Încercări și probe la separatoarele electrice

7.6.1.	Măsurarea rezistenței de izolație a tijelor izolante de acționare	Se execută cu megohmetrul de 2 500 V	Rezultatele de izolație nu trebuie să fie mai mici de 1 000 MΩ la $U_{nom} \leq 10$ kV; 3 000 MΩ la $U_{nom} > 10$ kV	<div>— Poneri în funcțiune</div> <div>— După reparații</div> <div>— După revizii</div>																																												
7.6.2.	Încercarea izolației separatoarelor cu tensiune alternativă mărită (50 Hz)	<div>Valorile de încercare sint:</div> <table><tr><th>U_{nom} kV</th><th>1</th><th>6</th><th>10</th><th>15</th><th>20</th><th>35</th><th>60</th><th>110</th><th>220</th><th>400</th></tr><tr><td>Între contacte</td><td>12,6</td><td>31,5</td><td>40,5</td><td>54</td><td>67,5</td><td>108</td><td>171</td><td>225</td><td>481</td><td>828</td></tr><tr><td>Între faze</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td><td>—</td></tr><tr><td>Între faze și masă</td><td>9</td><td>24,3</td><td>31,5</td><td>40,5</td><td>49,5</td><td>76,5</td><td>126</td><td>166</td><td>355</td><td>612</td></tr></table>	U_{nom} kV	1	6	10	15	20	35	60	110	220	400	Între contacte	12,6	31,5	40,5	54	67,5	108	171	225	481	828	Între faze	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	Între faze și masă	9	24,3	31,5	40,5	49,5	76,5	126	166	355	612	Izolația trebuie să reziste la tensiunea de încercare timp de 1 minut. Pentru izolatoare având piese cu izolație organică durată de încercare este de 5 minute	<div>— Poneri în funcțiune</div> <div>— După reparații</div> <div>— O dată la 3 ani</div>
U_{nom} kV	1	6	10	15	20	35	60	110	220	400																																						
Între contacte	12,6	31,5	40,5	54	67,5	108	171	225	481	828																																						
Între faze	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																																						
Între faze și masă	9	24,3	31,5	40,5	49,5	76,5	126	166	355	612																																						

1	2	3	4	5
7.6.3.	Măsurarea rezistenței ohmice a căii de curent	Se execută prin metoda voltmetru-ampmetru sau cu puntea de precizie.	Rezultatele se compară cu cele obținute pe ștandul de probă din fabrica constructoare	— Punerii în funcțiune — După reparații
7.6.4.	Verificarea funcționării blocajelor între cuștile principale și cele de punere la pământ (eventual și față de intreruptoarele din circuit)		Se verifică sistemul de blocaj care trebuie să asigure interblocarea	— Punerii în funcțiune — După reparații și revizii
7.6.5.	Încercarea completă a dispozitivelor de acționare	Se execută un număr de 3—5 probe la parametrii minimi și maximi ai dispozitivelor de acționare	La dispozitivele de acționare electrice se verifică și rezistențele ohmice și de izolație.	— Punerii în funcțiune — După reparații
7.6.6.	Verificarea continuității și măsurarea rezistenței ohmice a legăturii cuștilor de punere la pământ cu priza de punere la pământ	Măsurarea se face prin metoda voltmetru-ampmetru sau cu terohmetru pentru măsurarea rezistenței prizei de pământ	Rezultatele trebuie să se încadreze în valorile specifice fiecărui tip de instalație de punere la pământ, conform proiectului instalației	— Punerii în funcțiune — O dată la 2 ani
7.6.7.	Verificarea separatorului la închideri și deschideri repetate	Se vor executa următoarele cicluri, aplicându-se dispozitivelor de acționare parametrii: — 30 cicluri la tensiunea respectiv presiunea nominală; — 10 cicluri la tensiunea, respectiv presiunea minimă; — 10 cicluri la tensiunea respectiv presiunea maximă	Funcționarea trebuie să fie fără defecțiuni, pe poziția închis a contactelor asigurându-se cursa completă și presiunea nominală în contact. Nu se admite nici un fel de reglaj în timpul acestor încercări.	— Punerii în funcțiune — După revizii și reparații

TABELUL 7.7

Inercărit și probe la liniile electrice aeriene

1	2	3	4	5
7.7.1.	Verificarea parametrilor liniei electrice aeriene	Se măsoară rezistența ohmică în curent continuu și reactanțele liniei electrice, conform instrucțiunilor de probe.	Valorile măsurate servesc ca referință pentru diverse calcule electrice, necesare în exploatare.	— Punerii în funcțiune
7.7.2.	Fazarea liniei electrice		Fazarea trebuie să corespundă la capetele liniei	— Punerii în funcțiune — După modificări constructive
7.7.3.	Verificarea gabaritului LEA	Se măsoară distanțele conductoarelor față de pământ, față de clădirile și obiectivele din apropierea liniei, față de alte linii de energie sau telecomunicații	Rezultatele măsurătorilor trebuie să corespundă normativului MEE-PE 104/71	— Punerii în funcțiune — Modificări constructive
7.7.4.	Măsurarea rezistenței de punere la pământ a suporturilor metalici și a conductoarelor de protecție	Măsurarea se face conform instrucțiunii MEE — 3 RE — 123 — 70	Rezultatele conform instrucțiunii MEE-3RE-123-70	Conf. tabelului 7—8
7.7.5.	Verificarea liniei electrice aeriene la $U_{nom} \geq 110$ kV cu locatorul de defecte	Verificarea se execută conform instrucțiunilor de probe. Se fotografiază imaginea liniei în stare normală (fără defecte) și în cazul unor defecte tip, realizate prin punerea liniei la pământ în diferite puncte	În caz de avarii, imaginea rezultată se compară cu cea obținută inițial, cu linia în stare bună	— Punerii în funcțiune — Modificarea traseelor sau a conductoarelor
7.7.6.	Proba complexă a liniei electrice aeriene	a) Se măsoară curentul capacitiv, puterea reactivă și tensiunea la ambele capete pentru LEA la $U_{nom} \geq 220$ kV (linia în gol). b) Verificarea influențelor LEA asupra liniilor de telecomunicații învecinate.	Valorile servesc ca date de referință pentru diverse calcule electrice necesare în exploatare Valorile trebuie să se încadreze în indicațiile STAS 832-68	— Punerii în funcțiune

1	2	3	4	5
7.7.7.	Măsurarea supratensiunilor de comutație la LEA cu $U_{nom} \geq 220$ kV	Condițiile de executare a probei se stabilesc împreună cu proiectantul pentru fiecare linie în parte.	Măsurarea este necesară în vederea stabilirii regimului de funcționare	<ul style="list-style-type: none"> — Punerii în funcțiune — După avarii rețetate cauzate de supratensiunile de comutație

TABELUL 7.8

Încercări și probe ale instalațiilor de punere la pământ

7.8.1.	Măsurarea rezistenței de dispersie a instalației de legare la pământ	Măsurătoarea se face cu metoda voltmetruampermetru sau aparate speciale, conform instrucțiunii MEE 3 RE-123-70. La măsurarea rezistenței de dispersie se verifică continuitatea legăturilor cu echipamentele puse la pământ.	<p>Rezultatele măsurărilor trebuie să corespundă cu valorile specifice fiecărui tip de instalație, conform proiectului sau instrucțiunii 3 RE-123-70</p>	<ul style="list-style-type: none"> — La puneri în funcțiune — După reparații sau reamenajarea instalațiilor de punere la pământ — Când există indicații serioase că instalația de punere la pământ s-a deteriorat (descărcări în sol) — În exploatare astfel: <ul style="list-style-type: none"> a) Instalații cu $U_{nom} > 1000$ V, centrale și stații — O dată la 2 ani pe timp secetos; — O dată la 6 ani, cu dezgroparea locației a instalației de legare la pământ
--------	--	--	--	--

1	2	3	4	5
				<p>Instalații cu $U_{nom} > 1000\text{ V}$ <i>LEA, PT, PA</i> — După primii 5 ani de exploatare; — Ulterior, o dată la 3 ani c) <i>Instalații cu $U_{nom} \leq 1000\text{ V}$</i> — O dată la 2 ani; excepții: instalațiile subterane și medii periculoase ce se fac 1—2 ori pe an — La prizele puternic corodate se execută conform instrucțiunilor tehnice în terne</p>
7.8.2.	Măsurarea rezistivității solului.	Se face numai la centralele și stațiile electrice prin metoda celor 4 electrozi sau metoda electrodului central	Se verifică stabilitatea termică a instalației de legare la pământ	— Punerii în funcțiune
7.8.3.	Verificarea continuității legăturii între echipamente și centura de legare la pământ	Se face măsurarea individuală cu ohmetrul sau prin metoda $V-A$ în c.a. a rezistenței legăturii la instalația de legare la pământ; a fiecărui echipament	Valoarea rezistenței legăturii nu va depăși 10 % din valoarea rezistenței de dispersie a instalației de legare la pământ	— Punerii în funcțiune — Revizii echipamente — Modificări ale instalației de pământare
7.8.4.	Verificarea tensiunilor periculoase prin obiecte metalice lungi	Se face măsurarea tensiunilor de atingere și de pas în zona acestor obiecte ce ies de pe teritoriul spațiilor electrice	Valoriile trebuie să se încadreze în prevederile STAS 2612-72.	— Punerii în funcțiune

1	2	3	4	5
7.8.5.	Verificarea tensiunilor de atingere și de pas	Se determină distribuția potențialului și coeficientului de atingere și de pas, conform instrucțiunii 3RE-123-70. Valorile obținute se folosesc la calcularea tensiunii de atingere (U_a) și de pas (U_{pas}). Proba nu este obligatorie pentru stâlpii liniilor electrice aeriene și ai posturilor de transformare din zone cu circulație redusă	Valorile trebuie să se încadreze în prevederile STAS 2612-72.	— Punerii în funcțiune — Modificări în instalații

TABELUL 7.9

Probe și încercări ale uleiurilor electroizolante

Aspect	Examinarea vizuală a unei probe de ulei luat dintr-o eprubetă.	Uleiul proaspăt recondiționat fizic : — Uleiul din exploatare : clar. În caz de opalescență, uleiul se supune unei analize reduse, după care se vor lua hotărâri corespunzătoare.	Control curent (C.C.) — Analiză redusă (A.R.) — Analiză completă (A.C.)
7.9.1.	Examinarea se face vizual, cu vasul aparatului pentru determinarea rigidității dielectrice	Uleiul proaspăt recondiționat fizic : lipsă.	— C.C. — A.R. — A.C.
7.9.2.	Determinarea se face conform STAS 35-58 și servește la caracterizarea compoziției uleiului	Uleiul proaspăt recondiționat fizic : max. 0,890 ; Uleiul din exploatare : max. 0,890. Depășirea valorilor limite nu impune înlocuirea uleiului din instalații.	— A.R. — A.C.
7.9.3.	Proba se execută conform STAS 117-66	Uleiul proaspăt recondi- ționat fizic din exploatare	— A.R. (la +20°C) — A.C. (la +20° și -15°C)
7.9.4.	Viscozitatea cinematică la +20°C și -15°C	Viscozitatea max. (cst) +20° C -15° C 30 800 35	
		Variația viscozității indică o contaminație din cauze externe sau un grad foarte avansat de alterare. La depășirea valorilor de mai sus uleiul se schimbă.	

1	2	3	4	5
7.9.5.	Viscozitatea convențională	Determinarea se face conform STAS 117-66, numai dacă nu se dispune de viscosimetrul cinematic.	Uleiul proaspăt recondiționat fizic . . . max. 4,0°E la +20°C — Uleiul din exploatare max. 4,5°E la +20°C — Rezultatul determinării este orientativ.	— A.C.
7.9.6.	Punct de inflamabilitate	Determinarea se face conform STAS 5488-56 sau 5489-56	Valorile minime °C — Ulei proaspăt recondiționat : 140—145°C. — Ulei din exploatare : 135—140°C. Sub aceste valori uleiul nu mai poate fi folosit.	— A.R. — A.C.
7.9.7.	Punct de congelare	Se execută conform STAS 39-56	Uleiul proaspăt : min. — 40°C	— A.C.
7.9.8.	Punct de anilină	Se execută conform STAS 7573-66 și servește la caracterizarea compoziției uleiului.	Uleiul proaspăt : min. +75°C	— A.R. — A.C.
7.9.9.	Aciditatea organică	Se execută conform STAS 23-68. Prezența aditivului se determină calitativ cu complex fosfomolibdenic, conform recomandărilor C.E.I.	a) Ulei proaspăt — neaditivat : max. 0,03 mg-KOH/g — aditivat : max. 0,06 " " b) Ulei din exploatare U ≤ 20 kV max. 0,5 " " U = 35—110 kV — max. 0,3 " " U = 220—400 kV — max. 0,2 " " La depășirea valorilor maxime uleiul se schimbă.	— A.R. — A.C.
7.9.10.	Impurități mecanice	Determinarea se face conform STAS 33-70.	— Ulei proaspăt . . . lipsă Dacă în ulei sînt impurități mecanice, uleiul se filtrează și se usucă (recondiționarea fizică).	— A.C.
7.9.11.	Stabilitate la oxidare	Determinarea se aplică numai uleiului proaspăt, conform STAS 6798-63. Proba se execută, și pentru a stabili condițiile de miscibilitate ale celor două uleiuri izolate proaspete sau din exploatare	Valorile trebuie să corespundă prevederilor STAS 811—72.	— A.C.

1	2	3	4	5																				
7.9.12.	Rigiditate dielectrică	Determinarea se face conform STAS 286-63.	<p>Ulei proaspăt min. 200 kV/cm. In exploatare, valorile sînt :</p> <p><i>Transformatoare</i></p> <table border="1"> <tr> <td>U_{nom} kV</td><td>≤ 20</td><td>33-110</td><td>220-400</td></tr> <tr> <td>după umplere kV/cm</td><td>150</td><td>180</td><td>200</td></tr> <tr> <td>In exploatare kV/cm</td><td>100</td><td>150</td><td>180</td></tr> </table> <p><i>Înteruptoare</i></p> <table border="1"> <tr> <td>după umplere kV/cm</td><td>120</td><td>140</td><td></td></tr> <tr> <td>In exploatare kV/cm</td><td>-</td><td>120</td><td>140</td></tr> </table>	U_{nom} kV	≤ 20	33-110	220-400	după umplere kV/cm	150	180	200	In exploatare kV/cm	100	150	180	după umplere kV/cm	120	140		In exploatare kV/cm	-	120	140	— C.C. — A.R. — A.C.
U_{nom} kV	≤ 20	33-110	220-400																					
după umplere kV/cm	150	180	200																					
In exploatare kV/cm	100	150	180																					
după umplere kV/cm	120	140																						
In exploatare kV/cm	-	120	140																					
7.9.13.	Tangenta unghiului de pierderi dielectrice +90°C	Determinările se fac conform STAS 6799-71. Determinarea tgδ la transformatoarele cu tensiunea pînă la 20 kV inclusiv este facultativă (numai pentru rețele electrice).	<table border="1"> <tr> <th>Ulei</th><th>Val. max. tg δ</th></tr> <tr> <td>— proaspăt, recondiționat fizic</td><td>5.10⁻³</td></tr> <tr> <td>— după umplere</td><td>5.10⁻³</td></tr> <tr> <td>— In exploatare</td><td></td></tr> <tr> <td>$U \leq 20$ kV</td><td>250.10⁻³</td></tr> <tr> <td>$U = 35-110$ kV</td><td>150.10⁻³</td></tr> <tr> <td>$U = 220-400$ kV</td><td>50.10⁻³</td></tr> </table> <p>Dacă valorile tgδ pentru uleiul din exploatare depășesc valorile maxime, uleiul trebuie schimbat.</p>	Ulei	Val. max. tg δ	— proaspăt, recondiționat fizic	5.10 ⁻³	— după umplere	5.10 ⁻³	— In exploatare		$U \leq 20$ kV	250.10 ⁻³	$U = 35-110$ kV	150.10 ⁻³	$U = 220-400$ kV	50.10 ⁻³	— A.R. — A.C.						
Ulei	Val. max. tg δ																							
— proaspăt, recondiționat fizic	5.10 ⁻³																							
— după umplere	5.10 ⁻³																							
— In exploatare																								
$U \leq 20$ kV	250.10 ⁻³																							
$U = 35-110$ kV	150.10 ⁻³																							
$U = 220-400$ kV	50.10 ⁻³																							

TABELUL 7.10

Probe și încercări la motoarelor electrice de curent alternativ

1	2	3	4	5																				
7.10.1.	Măsurarea rezistenței de izolație și a coeficientului de absorbție a înfășurărilor	<p>a) Măsurarea se face cu megohmetru de 500 V (pentru $U_{nom} \leq 500$ V); de 1 000 V (pentru $U_{nom} = 500 - 3\,000$ V) și de 2 500 V (pentru $U_{nom} > 3\,000$ V). Măsurarea se face atât în stare rece cât și în stare caldă a izolației, cât mai apropiată de temperatura corespunzătoare funcționării la parametri nominali.</p> <p>— Coeficientul de variație al rezistenței de izolație cu temperatura :</p> <table border="1"> <tr> <td>Δ</td><td>1°C</td><td>5</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>30</td><td>40</td><td>50</td></tr> <tr> <td>K</td><td></td><td>1,2</td><td>1,5</td><td>1,8</td><td>2,3</td><td>2,8</td><td>3,4</td><td>5,0</td><td>7,3</td></tr> </table> <p>La motoarele cu rotorul bobinat măsurătorile se fac separat pentru stator și rotor.</p> <p>b) Coeficientul de absorbție se măsoară numai la motoarele cu $U_{nom} > 1$ kV.</p> $K_{abs} = \frac{R_{60}}{R_{15}}$	Δ	1°C	5	10	15	20	25	30	40	50	K		1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,4	5,0	7,3	<p>a) Valorile obținute nu trebuie să fie mai mici decât 70 % din datele inițiale la aceeași temperatură. În lipsa acestora se recomandă verificarea cu formula :</p> $R_{12} 75^{\circ}\text{C} \geq \frac{U_v(V)}{1000 + \frac{P}{100}} \text{ [M}\Omega\text{]}$ <p>b) $K_{abs} > 1,3$</p>	<p>— Poneri în funcțiune</p> <p>— După revizii și reparații</p>
Δ	1°C	5	10	15	20	25	30	40	50															
K		1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,4	5,0	7,3															
7.10.2.	Măsurarea rezistenței de izolație a lagărelor motoarelor și a excitațiilor montate pe același ax	<p>a) în timpul montajului măsurarea se face cu megohmetru de 1 000 V.</p> <p>b) în timpul funcționării motorului, se măsoară cu voltmetru.</p>	<p>a) $R_{12} > 1$ MΩ</p> <p>b) Tensiunea între axul motorului și fundație (masă) trebuie să fie egală cu tensiunea dintre lagăr și fundație, atunci cînd sînt șantate straturile de ulei.</p>	<p>— Poneri în funcțiune</p> <p>— După reparație</p>																				

1	2	3	4	5
7.10.3.	Măsurarea rezistenței de izolație a bandajelor rotorice	Se măsoară cu magohmetrul de 1 000 V.	Rezultatele măsurătorilor se compară cu datele inițiale puse la dispoziție de fabrica furnizoare.	— Poneri în funcțiune — La demontarea motoarelor
7.10.4.	Încercarea izolației înfășurării statorice cu tensiune alternativă mărită (50 Hz) nu mai pentru motoarele cu $P \geq 50$ kW	Se încearcă fiecare fază separat față de masă, celelalte faze fiind legate la masă. Tensiunile de încercare sînt cele indicate în tabelul 7.1 poz. 7.1.5.	Izolația trebuie să reziste la tensiunea de încercare timp de 1 minut.	— Poneri în funcțiune — După reparații — O dată la 2 ani
7.10.5.	Încercarea izolației înfășurării rotorice cu tensiune alternativă mărită (50 Hz)	Tensiunea de încercare la punere în funcțiune și după reparația înfășurării este: 1. <i>Motoare sincrone</i> a) cu pornire directă cu bobinajul de excitație închis pe rezistența sau sursa de alimentare. b) Idem, dar pornirea cu circuitul de excitație deschis. c) Motoare sincrone denumite cu motor de pornire. 2. <i>Motoare asincrone</i> a) — motoare reversibile; b) — motoare nereversibile.	Se încearcă timp de 1 minut la tensiunile: 1. <i>Motoare sincrone</i> a) $U_{facer} = 0,75 \cdot 10 U_{nom\ ex}$ dar minimum 1,5 kV. b) $U_{facer} = 0,75(10 U_{nom\ ex} + 1)$ dar minimum 1,5 kV și max 8 kV. c) $U_{facer} = 0,75 \cdot 10 U_{nom\ ex}$ dar minimum 1,5 kV. 2. <i>Motoare asincrone</i> a) — $U_{facer} = 0,75(4 U_{nom\ ex} + 1)$ b) — $U_{facer} = 0,75(2 U_{nom\ ex} + 1)$ $U_{nom\ ex} = U_{nom}$ a înfășurării de excitație La încercări periodice $U_{facer} = 1,5 U_{nom\ ex}$	— Poneri în funcțiune — La reparația înfășurării rotorice — O dată la 2 ani

1	2	3	4	5
7.10.6.	Măsurarea rezistenței ohmice a înfășurărilor electromotorului ($P \geq 50$ kW)	Se măsoară rezistența ohmică pe fiecare fază și ramură (cu puntea).	Rezultatele obținute să nu difere cu mai mult de 2 % între rezistențele fazelor. Pentru rotor să nu difere cu mai mult de 2 % față de datele inițiale (măsurătorile se raportează la aceeași temperatură).	— Poneri în funcțiune — Reparația înfășurărilor
7.10.7.	Măsurarea parametrilor electrici de pornire	Se determină prin măsurători la pornire: a) Curentul absorbit la pornire cu agregatul antrenat cuplat. b) Timpul de pornire (de la $n=0$ la $n=n_{nom}$). c) Curentul de mers în gol la turația nominală.	Caracteristicile trebuie să corespundă celor ridicate pe ștandul de probă la uzina constructoare.	— Poneri în funcțiune — După reparație la motor și mecanismul antrenat
7.10.8.	Măsurarea înfrângerii dintre rotor și stator	Măsurătoarea se face cu ajutorul calibrelor în 4—8 puncte diametral opuse și la ambele capete ale rotorului.	Rezultatele nu trebuie să difere cu mai mult de 10 % față de valoarea medie egală cu semisuma lor.	— Poneri în funcțiune — Reparația lagărelor
7.10.9.	Măsurarea vibrației lagărelor	Se măsoară la motoarele de lansare și la cele cu $P \geq 200$ kW. Pentru restul motoarelor se execută măsurători numai în cazuri speciale.	Vibrațiile nu trebuie să depășească 0,06 mm pentru motoarele electrice cu turații de 3 000 rot/min. și 0,10 mm pentru motoarele cu turații până la 1 500 rot/min.	— Poneri în funcțiune — Reparația lagărelor

TABELUL 7.11

Probe și încercări la cablurile electrice

1	2	3	4	5										
7.11.1.	Măsurarea rezistenței de izolație	Măsurarea se face cu megohmetrul de 1 000 V ($U_{nom} \leq 1\,000$ V) și de 2 500 V ($U_{nom} > 1\,000$ V). Rezistența de izolație se măsoară atât pentru fiecare conductor al cablului față de masă, cât și între conductoare.	Valoarea minimă a rezistenței de izolație este: <table border="1"> <tr> <th>U_{nom} kV</th><th>R_{iz} MΩ/km</th></tr> <tr> <td>6-19</td><td>40</td></tr> <tr> <td>15-55</td><td>80</td></tr> <tr> <td>35</td><td>100</td></tr> <tr> <td></td><td>conform indicațiilor furnizorului</td></tr> </table>	U_{nom} kV	R_{iz} MΩ/km	6-19	40	15-55	80	35	100		conform indicațiilor furnizorului	— Puneri în funcțiune — După reparații — Înaintea încercării cu tensiune mărită
U_{nom} kV	R_{iz} MΩ/km													
6-19	40													
15-55	80													
35	100													
	conform indicațiilor furnizorului													
7.11.2.	Identificarea fazelor și verificarea integrității lor	Verificarea se face cu megohmetrul.	—	— Puneri în funcțiune — După reparații										
7.11.3.	Măsurarea rezistenței ohmice a conductoarelor	Se măsoară în c.c. prin metoda V-A sau a punții. Se execută numai la cabluri cu tensiunea de serviciu de 15... 400 kV.	Rezultatele se compară cu datele din fabrică. Orientativ: R 0,0184 Ω/km pt. Cu. R 0,031 Ω/km pt. Al. la temperatura de 20°C.											
7.11.4.	Încercarea izolației cu tensiune redresată mărită	La cabluri cu $U_{nom} > kV$ încercarea se face cu kenotronul astfel: — Cabluri cu manta de Pb comună: tensiunea se aplică între fiecare conductor (celelalte legate la manta) și pământ. — Cabluri cu manta de Pb individuală: tensiunea se aplică între fiecare fază și mantaua de Pb corespunzătoare fazei încercate, celelalte faze rămânând izolate.	În timpul încercării cu tensiune mărită se măsoară curentul de fugă. Valorile obținute se compară cu datele inițiale, iar orientativ nu trebuie să depășească: U_{nom} 6 10 20 35 I_f μA 200 350 600 800											

1	2	3	4	5																																					
		<p>Mărimile tensiunii de încercare și durata încercării sunt:</p> <p>A. Cabluri cu izolație de hirtie</p> <table> <tr> <th>Periodicitate</th><th colspan="3">U încercare kV</th><th>Durată încercare min</th></tr> <tr> <td></td><td>2-10</td><td>15-35</td><td>110</td><td>220</td></tr> <tr> <td>Puneri în funcțiune</td><td>5U_{nom}</td><td>5U_{nom}</td><td>4U₀</td><td>4U₀</td></tr> <tr> <td>După reparații</td><td>5U_{nom}</td><td>5U_{nom}</td><td>3,2U₀</td><td>3,2U₀</td></tr> <tr> <td>În exploatare</td><td>5U_{nom}</td><td>5U_{nom}</td><td>**</td><td>**</td></tr> </table> <p>B. Cabluri cu izolație PCV</p> <table> <tr> <th></th><th>6 kV</th><th>100 kV</th></tr> <tr> <td>Puneri în funcțiune</td><td>5U_{nom}</td><td>4,5U_{nom}</td></tr> <tr> <td>Reparații</td><td>5U_{nom}</td><td>4,5 U_{nm}</td></tr> <tr> <td>În exploatare</td><td>5 U_{nom}</td><td>4,5 U_{nm}</td></tr> </table>	Periodicitate	U încercare kV			Durată încercare min		2-10	15-35	110	220	Puneri în funcțiune	5U _{nom}	5U _{nom}	4U ₀	4U ₀	După reparații	5U _{nom}	5U _{nom}	3,2U ₀	3,2U ₀	În exploatare	5U _{nom}	5U _{nom}	**	**		6 kV	100 kV	Puneri în funcțiune	5U _{nom}	4,5U _{nom}	Reparații	5U _{nom}	4,5 U _{nm}	În exploatare	5 U _{nom}	4,5 U _{nm}	<p>Valorile indicate pentru tensiunile de 6-10 kV sunt valabile și pentru cablurile în PVC.</p> <p>Curentul de fugă nu trebuie să prezinte socuri la tensiunea de încercare. Curentul de fugă stabilizat se citește după un minut de la atingerea tensiunii de încercare. Curba $I_f = f(U_{încerc})$ trebuie să fie practic liniară, fără a prezenta coturi pînă la tensiunea de încercare.</p> <p>Coefficientul de asimetrie al curentului de fugă pe faze trebuie să fie:</p> $a = \frac{I_{f \max} - I_{f \min}}{I_{f \min}} \leq 2$	
Periodicitate	U încercare kV			Durată încercare min																																					
	2-10	15-35	110	220																																					
Puneri în funcțiune	5U _{nom}	5U _{nom}	4U ₀	4U ₀																																					
După reparații	5U _{nom}	5U _{nom}	3,2U ₀	3,2U ₀																																					
În exploatare	5U _{nom}	5U _{nom}	**	**																																					
	6 kV	100 kV																																							
Puneri în funcțiune	5U _{nom}	4,5U _{nom}																																							
Reparații	5U _{nom}	4,5 U _{nm}																																							
În exploatare	5 U _{nom}	4,5 U _{nm}																																							
		<p>*) Pentru cablurile monofazate sau cele cu manta individuală pe fază, tensiunea de încercare este raportată la tensiunea de fază U_{ϕ}.</p> <p>**) Conform indicațiilor fabricii.</p> <p>La cabluri cu izolații diferite, joncțiunile, încercarea se face ca pentru cablurile cu izolație PVC.</p> <p>La cablurile cu $U_{nom} > 1$ kV, încercarea se face numai cu indicatorul de 2500 V.</p>																																							

1.	2	3	4	5
7.11.5.	Încercarea mantalelor exterioare anticorozive cu tensiune redusă	Nuuaia cablurilor cu tensiunea mai mare de 110 kV.	Mărirea tensiunii de încercare ca și durata încercării se stabilesc de uzina furnizoare.	— Poneri în funcțiune — O dată la 3 ani — După reparații
7.11.6.	Măsurarea diferenței de potențial dintre mantaua de Pb și pământ pentru detectarea fenomenelor de coroziune	Proba se face în locurile unde există posibilitatea apariției curenților de dispersie în sol.	Dacă prin măsurare rezultă un potențial pozitiv al învelișului de protecție față de masă este cert că fenomenul de coroziune are loc. Potențial negativ nu înseamnă neapărat că nu există coroziune.	— Când se constată defecte în cabluri datorită coroziunii
7.11.7.	Stabilirea gradului de agresivitate chimică a mediului	Pe baza analizei chimice.	Rezultatele se compară cu cele indicate de normativele în vigoare privind domeniile de utilizare a cablurilor din punct de vedere al coroziunii.	Idem
7.11.8.	Verificări speciale ale cablurilor cu tensiuni mai mari sau egale cu 110 kV	Măsurătorile speciale sînt : — stabilirea caracteristicilor uleiului de cablu și a gradului de dozare ; — măsurarea temperaturii uleiului ; — verificarea sistemului de semnalizare a presiunii de ulei ; — măsurarea rezistenței de punere la pământ a construcțiilor metalice din tunelurile sau canalele de cabluri și la capetele terminale.	Măsurătorile se fac conform indicațiilor date de furnizor în instrucțiuni speciale.	— Conform indicațiilor furnizorului

TABELUL 7.12

Probe și încercări la izolație

1	2	3	4	5																														
7.12.1.	Măsurarea rezistenței de izolație a izolatoarelor umplute cu ulei, masă izolantă sau confecționate din hirtie	Se măsoară cu megohmetrul de 2 500 V.	Rezultatele se compară cu datele din fabrică. Rezistența de izolație trebuie să fie minimum 1 000 MΩ.	— Puncte în funcțiune — Schimbarea izolatoarelor																														
7.12.2.	Măsurarea tg δ la izolatoarele umplute cu ulei, masă izolantă sau confecționate din hirtie	Se măsoară cu puntea Shering.	Rezultatele obținute trebuie să coincidă cu cele date de furnizor ; orientativ ele sînt : <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tip izolator</th><th colspan="4">Tensiunea nominală kV</th></tr> <tr> <th></th><th>3—15</th><th>20—25</th><th>60—110</th><th>220</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Borne umplute cu ulei și izolatoare de trecere cu izolație uleiută</td><td>—</td><td>0,03</td><td>0,02</td><td>0,02</td></tr> <tr> <td>Idem cu hirtie uleiută</td><td>—</td><td>0,01</td><td>0,01</td><td>—</td></tr> <tr> <td>Borne umplute cu masă izolantă și cu izolație din bachelită</td><td>0,03</td><td>0,025</td><td>0,02</td><td>—</td></tr> <tr> <td>Borne și izolatoare de trecere din bachelită</td><td>0,03</td><td>0,025</td><td>0,02</td><td>—</td></tr> </tbody> </table>	Tip izolator	Tensiunea nominală kV					3—15	20—25	60—110	220	Borne umplute cu ulei și izolatoare de trecere cu izolație uleiută	—	0,03	0,02	0,02	Idem cu hirtie uleiută	—	0,01	0,01	—	Borne umplute cu masă izolantă și cu izolație din bachelită	0,03	0,025	0,02	—	Borne și izolatoare de trecere din bachelită	0,03	0,025	0,02	—	— La puneri în funcțiune — Schimbarea uleiului sau izolatoarelor — La revizia echipamentului respectiv
Tip izolator	Tensiunea nominală kV																																	
	3—15	20—25	60—110	220																														
Borne umplute cu ulei și izolatoare de trecere cu izolație uleiută	—	0,03	0,02	0,02																														
Idem cu hirtie uleiută	—	0,01	0,01	—																														
Borne umplute cu masă izolantă și cu izolație din bachelită	0,03	0,025	0,02	—																														
Borne și izolatoare de trecere din bachelită	0,03	0,025	0,02	—																														

1	2	3	4	5																																
7.12.3.	Încercarea izolatoarelor cu tensiune mărită alternativă (50 Hz)	<p>Încercarea se face :</p> <p>a) La tensiunea de ținare timp de 1 minut la treceri izolante umplute cu ulei sau mase organice.</p> <p>Valorile tensiunii de ținare sînt :</p> <p>b) La tensiunea de conturare în stare uscată — la izolatoarele liniilor electrice aeriene și de aparataj, precum și la trecerile izolante pînă la 35 kV.</p> <table><tr><td>U_{nom} kV</td><td>3</td><td>6</td><td>10</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td>35</td></tr><tr><td>$U_{încerc}$ kV</td><td>21</td><td>27</td><td>35</td><td>45</td><td>55</td><td>65</td><td>85</td></tr><tr><td>U_{nom} kV</td><td>10</td><td>110</td><td></td><td>220</td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>$U_{încerc}$ kV</td><td>140</td><td>230</td><td></td><td>460</td><td></td><td></td><td></td></tr></table>	U_{nom} kV	3	6	10	15	20	25	35	$U_{încerc}$ kV	21	27	35	45	55	65	85	U_{nom} kV	10	110		220				$U_{încerc}$ kV	140	230		460				<p>a) În timpul încercării nu trebuie să apară străpungeri prin piesele izolante și prin aer sau conturări și eflevii pe suprafața pieselor izolante, precum și încălzirea sensibilă a acestora.</p> <p>b) Nu trebuie să apară străpungeri.</p>	<p>— Puneri în funcțiune</p> <p>— Schimbarea izolatoarelor</p>
U_{nom} kV	3	6	10	15	20	25	35																													
$U_{încerc}$ kV	21	27	35	45	55	65	85																													
U_{nom} kV	10	110		220																																
$U_{încerc}$ kV	140	230		460																																
7.12.4.	Încercarea uleiului din izolatoare	Conform tabel 7.9.	Conform tabel 7.9.																																	

TABELUL 7.13

Probe și încercări la descărcătoare electrice

		DESCĂRCĂTOARE CU REZISTENȚĂ VARIABILĂ Măsurătoarea se face cu megohmetrul de 2 500 V.	Rezultatele se compară cu cele indicate de firma constructoare.	— Punere în funcțiune — Reparații — O dată la 3 ani
7.13.1.	Măsurarea rezistenței de izolație a descărcătoarelor cu rezistență de șuntare	Măsurarea se face conform instrucțiunilor de fabrică și se execută cu tensiune redresată. Pulsația tensiunii redresate nu trebuie să depășească 2%. La rezultatele obținute se va face corecție de temperatură.	Valorile tensiunii de încercare și a curenților de fugă admisibile se iau conform normelor de exploatare și încercare în funcție de tipul descărcătorului.	Idem
7.13.2.	Măsurarea curenților de fugă la descărcătoare cu rezistență de șuntare și la descărcătoare fără rezistență de șuntare			

1	2	3	4	5										
7.13.3.	Măsurarea tensiunii de amorsare a descăr- cătoarelor la frec- vență industrială	Inercarea se face conform instrucți- unii MEE (IRME) — „Montarea, exploatarea și încercarea DRV”. Întreruperea tensiunii după amorsare trebuie să se facă în cel mult 0,5 s. Amplitudinea curentului trebuie limi- tată la o valoare cuprinsă între 0,15...0,7 A, funcție de tipul descăr- cătorului. Tensiunea de amorsare se determină ca o medie a 5 citiri efectuate la interval de cel puțin 10 s.	Valorile limită admisibile de tensiuni de amorsare sînt cele indicate în catalogele firmelor constructoare	Idem										
7.13.4.	Măsurarea tensiunii de amorsare 100 % la impuls	Se face conform instrucțiunilor indicate la 7.13.3. Se măsoară valoarea cea mai coborîtă a tensiunii de amorsare la impuls, la care pentru 10 impulsuri aplicate se produce de fiecare dată amorsarea descărcătorului.	Valorile limită admisibile sînt cele indicate în catalogele de produs	Idem										
7.13.5.	Măsurarea rezistenței de izolație	DESCĂRCĂTOARE TUBULARE (IN EXPLOATARE) Se măsoară cu megohmetrul de 2 500 V.	<p>Rezultatele trebuie să fie mai mari decît valorile :</p> <table border="1"> <tr> <td>U_{nom} kV</td><td>3-10</td><td>15-25</td><td>35</td><td>110</td></tr> <tr> <td>R_{iz} MQ</td><td>3 500</td><td>5 500</td><td>7 000</td><td>9 000</td></tr> </table>	U_{nom} kV	3-10	15-25	35	110	R_{iz} MQ	3 500	5 500	7 000	9 000	— Punerii în func- țiune — Reparații — O dată pe an
U_{nom} kV	3-10	15-25	35	110										
R_{iz} MQ	3 500	5 500	7 000	9 000										

1	2	3	4	5																
7.13.6.	Încercarea descărcătoarelor cu tensiune mărită alternativă între armături (una la masă) cu electrodul tijă scos (50 Nz).	<p>Valorile tensiunii de încercare aplicate timp de 1 minut sînt :</p> <table border="1"> <tr> <td>U_{nom} (kV)</td><td>6</td><td>10</td><td>15</td><td>25</td><td>35</td><td>60</td><td>110</td></tr> <tr> <td>U_{incerc} (kV)</td><td>27</td><td>35</td><td>40</td><td>55</td><td>65</td><td>140</td><td>185</td></tr> </table>	U_{nom} (kV)	6	10	15	25	35	60	110	U_{incerc} (kV)	27	35	40	55	65	140	185	Nu trebuie să apară străpungeri, conturnări sau eduvii.	Idem
U_{nom} (kV)	6	10	15	25	35	60	110													
U_{incerc} (kV)	27	35	40	55	65	140	185													
7.13.7.	Măsurarea spațiului disructiv exterior și interior și a diametrului interior al tubului de fibră	Se măsoară cu calibre sau cu rigla.	Intervalele și diametrul măsurat trebuie să se încadreze în limitele prevăzute în instrucțiunile de exploatare.	Idem																
7.13.8.	Măsurarea spațiului disructiv d	<p>DESCĂRCĂTOARE CU COARNE „INTERVALE DE PROTECȚIE”</p> <p>Se execută conform instrucțiunii MEE (IRME) Recomandări privind utilizarea intervalelor de protecție.</p>	Valoarea măsurată trebuie să corespundă instrucțiunilor de exploatare	Idem																
7.13.9.	Măsurarea distanței dintre locul de amorțare a arcului și suprafața de porțelan a izolatorului	Idem	<p>Valoarea măsurată trebuie să fie de minimum :</p> <p>$U_n \leq 35 \text{ kV} \rightarrow 0,7 d$;</p> <p>$U_n > 35 \text{ kV} \rightarrow 0,4 d$;</p> <p>d este distanța spațiului disructiv.</p>	Idem																

BIBLIOGRAFIE

1. K. SCHRÖDER, *Centrale termoelectrice de putere mare*, vol. II, Editura tehnică, București, 1965.
2. K. SCHRÖDER, *Centrale termoelectrice de putere mare*, vol. III, Editura tehnică, București, 1971.
3. V. NIȚU, E. CONSTANTINESCU, C. NEGREANU, P. RAȘCU, B. STOLERU, M. VINTILESCU ȘI D. VOINEA *Instalațiile electrice ale centralelor și stațiilor*, Editura tehnică, București, 1971.
4. N. GHEORGHIU, *Aparate și rețele electrice*, Editura didactică și pedagogică, București, 1971.
5. GH. CHIRIȚĂ ȘI C. ALEXE, *Cartea instalatorului electrician*, Editura tehnică, București, 1966.
6. A. A. GLAZUNOV, *Elektriceskaja clasti stanšii i podstanšii*, Gosudarstvenoe energheticeskoe izdatelstvo, Moskva—Leningrad, 1951.
7. A. A. GLAZUNOV, *Electricieschie seti i sistemy*, Gosudarstvenoe energheticeskoe izdatelstvo, Moskva—Leningrad, 1951.
8. * * * *Elektrotehniceski spravochnik*, Gosenergoizdat, Moskva—Leningrad, 1952.
9. * * * *Memoratorul inginerului electrician*, Editura tehnică, București.
10. S. A. ULIANOV, *Korotkie zamikania v elektriceskih sistemah*, Gosenergoizdat, Moskva—Leningrad, 1953.
11. VEM-DDR, *Taschenbuch für den Starkstrom—Anlagenbau*, Berlin.
12. SIEMENS, *Formel und Tabellen Buch für Starkstromingenieure*, Erlangen—Simens—Schuckertwerke, 1960.
13. EUGEN POTOLEA, *Centrale, rețele și stații electrice*, Editura de Stat didactică și pedagogică, București, 1962.
14. E. PIETRĂREANU, *Agenda electricianului*, Editura tehnică, București, 1971.

15. MEE, „Normativ privind protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor atmosferice“.
16. DR. ING. CONSTANTIN MANEA, *Unități de măsură*, Editura militară, București 1968.
17. I. ISCRULESCU, GH. ISPĂȘOIU, V. PETRESCU, *Sistemul internațional de unități de măsură*, Editura tehnică, București, 1970.
18. CHRISTINA POPESCU ȘI CECILIA LEFTER, *Materiale electrotehnice*, Editura didactică și pedagogică, București, 1970.
19. SERGIU CĂLIN ȘI SUZETTE MARCU, *Protecția prin relee a sistemelor electrice*, Editura tehnică, București, 1965.
20. SERGIU CĂLIN ȘI ANDREI TUGULEA, *Protecția prin relee și automatizarea sistemelor energetice*, Editura tehnică, București, 1963.
21. L. M. PIOTROVSKI, *Elektriceskie mașini*, Gosenergoizdat, Moskva, 1953.
22. A. M. FEDOSEEV, *Releinaia zascita elektriceskih sistem*, Gosenergoizdat, Moskva, 1953.
23. GH. BĂLAN ȘI D. MARK, *Coordonarea izolației în sistemele electrice*, Editura tehnică, București.
24. C. PENESCU ȘI S. CĂLIN *Protecția prin relee electronice a sistemelor electrice*, Editura tehnică, București.
25. P. G. GRUDINSKI, *Skem komulații elektrostanții i podstanții*, Gosenergoizdat, Moskva — Leningrad, 1948.
26. L. I. DVOSKIN, *Metod vîbora glavnîk skem elektriceskih soedinenii kondensaionih elektrostanții*, în : „Elektricesstvo“ 37, nr. 5, 1966.
27. V. NIȚU, *Criteriile de siguranță în dimensionarea obiectivelor energetice complexe*, în : „Studii și cercetări energetice“, nr. 1, 1971.
28. I. V. BUTKEVICI ș. a., *Partea electrică a centralelor și stațiilor electrice* (trad. din l. rusă) vol. I, Editura energetică de stat, București, 1955.
29. MEE—1 E—1—68, *Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cu tensiuni mai mari ca 1 kV — Circuite primare*, O.D.T.P., București, 1968.
30. MEE—1 G—2—69, *Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit*.
31. N. V. BOȚAN, E. CONSTANTINESCU, A. I. POIATA, *Rețele electrice. Calculul electric*, Editura tehnică, București, 1961.
32. M. BERCOVICI, A. ARIE, *Rețele electrice. Calculul mecanic*, Editura tehnică, București, 1953.
33. I. I. GUMIN, M. I. GUMIN, V. F. USTINOV, *Instalații de comandă și control ale centralelor și stațiilor electrice* (trad. din l. rusă), ed. a II-a, Editura tehnică, București, 1965.
34. MEE, *Directive pentru proiectarea lucrărilor energetice*, O.D.P.T., București, 1969.
35. M. A. BABIKOV, *Aparate electrice* (trad. din l. rusă), Editura tehnică, București, 1965.

36. * * * , *Îndrumător matematic și tehnic*, (trad. din l. rusă), Editura tehnică, București, 1964.
37. N. BĂDULESCU, *Linii și stații electrice — îndrumător*, Editura tehnică, București, 1967.
38. I. S. GHEORGHIU, *Mașini electrice — probleme și aplicații industriale*, Editura tehnică, București, 1966.
39. V. FELDMAN ȘI U. VĂLEANU, *Utilizarea rațională a energiei electrice*, Editura tehnică, București, 1966.
40. E. JEZERSKI, Z. GOGOLEVSKI, Z. KOPCZYNSKI, I. SZMIT, *Transformatoare electrice. Construcție și proiectare* (trad. din l. polonă, adoptată și completată), Editura tehnică, București, 1966.
41. EUGEN POTOLEA, *Centrale, stații și rețele electrice*, vol. I și II. Editura didactică și pedagogică, București, 1970.

CUPRINS

<i>Introducere</i>	5
<i>1. Noțiuni fundamentale</i>	7
1.1. Principalele semne convenționale folosite în energetică	7
1.2. Simboluri și unități de măsură pentru mărimile utilizate frecvent în energetică	18
1.3. Mărimi electrice, magnetice și energetice, terminologie și definiții	18
1.4. Materiale electrotehnice	35
<i>2. Producerea energiei electrice</i>	59
2.1. Centrale termoelectrice	59
2.2. Centrale nuclearelectrice	85
2.3. Centrale hidroelectrice	91
2.4. Centrale electrice speciale	94
2.5. Instalații speciele de producere a energiei electrice	96
2.6. Generatoare electrice	102
2.7. Schemele electrice ale centralelor și stațiilor electrice	118
2.8. Schemele electrice de conexiuni pentru servicii proprii ale centralelor electrice	124
2.9. Funcționarea centralelor electrice în sistem interconectat	144
2.10. Principali indicatori tehnico-economici ai centralelor electrice	152
<i>3. Transportul energiei electrice</i>	157
3.1. Linii electrice aeriene	157
3.2. Linii electrice subterane	191
3.3. Determinarea secțiunii conductoarelor	197
3.4. Stații electrice.	216

3.5. Schemele rețelelor electrice	234
3.6. Transformatoare de forță	241
3.7. Curenți de scurtcircuit	256
3.8. Alegerea aparatelor electrice	280
3.9. Tratarea neutrului	295
3.10. Legarea la pământ a instalațiilor electrice.	298
4. Utilizarea energiei electrice	302
4.1. Instalații de distribuție	305
4.2. Dimensionarea alimentărilor cu energie electrică a consumatorilor	309
4.3. Motoare electrice	315
4.4. Reglajul tensiunii în sistemele electroenergetice	326
4.5. Îmbunătățirea factorului de putere	331
5. Circuite de comandă, control și semnalizare la centralele și instalațiile electrice	338
5.1. Noțiuni generale	338
5.2. Aparatură de măsură și control	338
5.3. Comanda de distanță	347
5.4. Circuite de semnalizare	348
5.5. Blocaje	349
5.6. Camere de comandă	351
6. Circuite de protecție prin relec în instalațiile electroenergetice	359
6.1. Principalele tipuri de protecție prin relec	360
6.2. Protecții de bază, de rezervă și auxiliare	366
6.3. Parametrii principali ai releelor	366
6.4. Clasificarea releelor de protecție.	367
6.5. Protecția echipamentelor electrice în instalațiile de producere și distribuție a energiei electrice	368
6.6. Protecția liniilor electrice	383
6.7. Dispozitive de automatizare ale sistemelor energetice	396
7. Încercările echipamentelor electrice	406

Redactor : Vasile Predescu
Tehnoredactor : Ion Stancu-Zane

*Triaj : 4 290. Broșate 4 150+140.
Bun de tipar : 21.II.1974.
Coli de tipar : 28
CRAIOVA, 1974.*

I. P. „Oltenia” Craiova
Comanda nr. 343



EDITURA SCRISUL ROMÂNESC

Lei 19