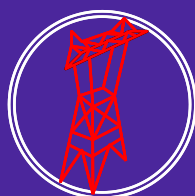
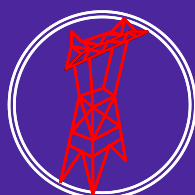


Silviu ȘTEFĂNESCU

Radu- Adrian TÎRNOVAN



AUTOMATIZĂRI ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE - CURS



**Editura U.T.PRESS
CLUJ-NAPOCA, 2019
ISBN 978-606-737-367-7**

Silviu ȘTEFĂNESCU

Radu-Adrian TÎRNOVAN

**AUTOMATIZĂRI ÎN SISTEMELE
ELECTROENERGETICE**

- Curs -



U.T. PRESS

CLUJ-NAPOCA, 2019

ISBN 978-606-737-367-7



Editura U.T.PRESS
Str.Observatorului nr. 34
C.P.42, O.P. 2, 400775 Cluj-Napoca
Tel.:0264-401.999
e-mail: utpress@biblio.utcluj.ro
<http://biblioteca.utcluj.ro/editura>

Director: Ing. Călin D. Câmpean

Recenzia: Prof.dr.ing. Silviu Darie
Prof.dr.ing. Ioan Vădan

Copyright © 2019 Editura U.T.PRESS

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

ISBN 978-606-737-367-7

Prefață

Lucrarea de față se adresează tuturor studenților de la profilul Electric din cadrul Universității Tehnice din Cluj-Napoca, disciplina Automatizări în Sistemele Electroenergetice predându-se studenților de la specializarea de Inginerie energetică.

Disciplina are rolul de a familiariza pe viitorii ingineri din domeniul Ingineriei electrice cu noțiuni, principii, tehnici de bază privind automatizările în sistemele electroenergetice, ajutându-i să-și plaseze domeniul lor de specializare în cadrul mai larg al Electroenergeticii.

Deoarece cursul acoperă un domeniu foarte larg, lucrarea de față și-a propus realizarea unei sinteze care să puncteze aspecte principale din domeniul Automatizărilor în Sistemele Electroenergetice, multitudinea de probleme specifice acestui domeniu neputând fi prezentate în detaliu într-un singur curs.

Cursul este structurat în opt capitole, la finalul fiecărui capitol fiind prezentată o bibliografie care să permită studentului să aprofundeze problemele abordate în aceste Note de curs.

Cursul presupune, totuși, ca studenții să fi audiat deja cursuri de Producere, Transport și Distribuție a Energiei Electrice, Echipamente Electrice, Protecții în Sistemele Electroenergetice, având însușită o pregătire de bază în domeniul electric.

CUPRINS

1. CONECTAREA GENERATORULUI SINCRON LA BARELE SISTEMULUI ELECTROENERGETIC	1
1.1. Considerații generale	1
1.2. Conectarea în paralel, la barele sistemului, a generatorului sincron excitat	1
1.3. Metode de sincronizare automată precisă	7
1.3.1. Sincronizarea automată precisă	7
1.3.2. Anticiparea comenzii de anclanșare a întreruptorului generatorului	8
1.4. Dispozitive de sincronizare automată	10
1.5. Autosincronizarea generatoarelor sincrone (sincronizarea aproximativă)	16
1.6. Conectarea în paralel asincronă a generatorului sincron excitat	17
2. FUNCȚIA DE DECLANȘARE DE REZERVĂ LA REFUZ DE ÎNTRERUPTOR (DRRI)	18
2.1. Introducere	18
2.2. Protecția de rezervă fără funcție dedicată DRRI	18
2.3. Protecții de rezervă cu funcție DRRI dedicată	19
2.3.1. Elemente generale	19
2.3.2. Cerințe impuse protecțiilor cu DRRI	21
2.3.3. Implementarea protecțiilor cu DRRI	21
3. REANCLANȘAREA AUTOMATĂ RAPIDĂ (RAR)	26
3.1. Considerații generale	26
3.2. Funcționarea dispozitivelor de RAR. Schema bloc	26
3.3. Timpul de RAR (tRAR)	28
3.4 Particularități ale utilizării dispozitivelor de RAR	30
3.5 Clasificarea dispozitivelor de RAR	34
3.6. Dispozitive de reanclanșare automată rapidă	38
3.6.1. Dispozitiv de reanclanșare automată rapidă cu acțiune trifazată (RART)	38
3.6.2. Dispozitive de reanclanșare automată rapidă monofazată (RARM)	40
4. ANCLANȘAREA AUTOMATĂ A ALIMENTĂRII DE REZERVĂ (AAR)	45
4.1. Considerații generale	45
4.2. Schema bloc a unui dispozitiv de AAR	47
4.3. Condiții generale de funcționare a instalațiilor de AAR	48
4.3.1. Condiții de pornire a instalațiilor de AAR	49
4.3.1.1. Dispariția tensiunii pe bara rezervată	49
4.3.1.2. Schimbarea stării unui întreruptor pe alimentarea normală	51

4.3.1.3. Prezența tensiunii pe calea de alimentare de rezervă	51
4.3.2. Timpul (pauza) de AAR	52
4.3.3. Verificarea stării aparatului de comutație	54
4.3.3.1. Verificarea configurației căilor de alimentare	54
4.3.3.2. Verificarea declanșării corecte a întreruptoarelor	55
4.3.3.3. Verificarea anclanșării corecte a întreruptoarelor	56
4.3.4. Blocajele instalațiilor de AAR	56
4.3.4.1. Blocajul împotriva repetării funcționării instalației AAR	56
4.3.4.2. Blocajul împotriva comenzilor greșite	57
4.3.4.3. Blocarea AAR în caz de acționare a protecției sau DRRI	58
4.3.4.4. Blocarea protecției rapide pe alimentarea de rezervă, după funcționarea AAR	58
4.3.5. Corelarea schemelor de AAR cu dispozitivele de comandă ale întreruptorului	59
4.4. Schemă de AAR pentru anclanșarea unei linii de rezervă	59
5. DISPOZITIVE PENTRU DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A SARCINII (DAS)	62
5.1. Considerații generale	62
5.2. Descărcarea automată a sarcinii la scăderea frecvenței (DASF)	62
5.2.1. Principiul DASF	63
5.2.2. Numărul, puterea și temporizarea tranșelor de DASF	64
5.2.3. Dispozitive de DASF și RARF	66
5.2.3.1. Dispozitiv de DASF cu două tranșe, fără RARF	67
5.2.3.2. Dispozitiv de DASF cu o tranșă și RARF	67
5.3. Descărcarea automată a sarcinii la scăderea tensiunii (DASU)	69
5.4. Dispozitive automate pentru pornirea grupurilor din centrale	71
6. REGLAREA AUTOMATĂ A FRECVENȚEI ȘI PUTERII ACTIVE	72
6.1. Considerații generale	72
6.2. Corelația dintre frecvența sistemului și viteza (turația) agregatelor generatoare	73
6.3. Reglarea vitezei (turației) agregatelor generatoare	78
6.4. Principiul metodelor de reglare automată a frecvenței și puterii active	78
6.5. Metode pentru reglarea automată a frecvenței și puterii active în sistemele electroenergetice	80
6.5.1. Repartizarea proporțională a sarcinilor pe agregate	80
6.5.2. Metoda caracteristicilor astatice	81
6.5.2.1. Metoda grupului dirijor	82
6.5.2.2. Metoda grupului pilot și repartitor (metoda caracteristicilor astatice virtuale)	82
6.6. Reglarea automată a frecvenței și puterii active în sisteme interconectate	84
6.6.1. Reglarea automată separată a frecvenței și a puterii active	84
6.6.2. Reglarea automată a frecvenței și puterii de schimb	86

7. REGLAREA AUTOMATĂ A TENSIUNII ȘI PUTERII REACTIVE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE	90
7.1. Considerații generale	90
7.2. Legătura tensiune - putere reactivă	90
7.3. Principiile metodelor de reglare automată a tensiunii RAT prin modificarea t.e.m. a generatorului sincron	94
7.3.1. RAT prin modificarea reactanței de legătură	94
7.3.2. RAT prin modificarea reactanței de legătură	97
7.4. Instalație pentru reglarea automată a raportului de transformare	98
8. DISPOZITIVE PENTRU SEPARAREA AUTOMATĂ A SISTEMELOR ELECTRICE INTERCONECTATE (DASSE)	100
8.1. Considerații generale	100
8.2. DASSE cu acțiune instantanee	101
8.3. DASSE cu funcționare temporizată	102
BIBLIOGRAFIE	105

1 CONECTAREA GENERATORULUI SINCRON LA BARELE SISTEMULUI ELECTROENERGETIC

1.1 CONSIDERAȚII GENERALE

Una dintre cele mai importante probleme din exploatarea centralelor electrice o constituie cuplarea în paralel a mașinilor sincrone (generatoare și compensatoare sincrone).

Operația de reglare a parametrilor unui generator sincron, în scopul cuplării în paralel cu un altul sau cu un SEE, începând din momentul când generatorul are o turație mult diferită de turația sincronă și o tensiune electromotoare mult diferită de cea corespunzătoare funcționării în gol, până în momentul anclanșării întreruptorului prin care înfășurările statorului se conectează la barele sistemului se numește OPERAȚIE DE SINCRONIZARE.

Sincronizarea comportă două etape:

- 1) *Etapa preliminară cuplării*, care constă în reglarea parametrilor ce intervin în procesul de sincronizare. Această etapă urmărește aducerea mărimilor electrice caracteristice – tensiune (modul și fază), frecvență - la valorile necesare pentru a se putea comanda închiderea întreruptorului de cuplare a mașinii sincrone;
- 2) *Conectarea (cuplarea) în paralel*, care constă în închiderea poliilor întreruptorului la momentul de timp cel mai convenabil, astfel încât să se reducă la minim solicitările electrice și mecanice ale aparatajului și mașinii sincrone.

Manevrele aferente procesului de sincronizare pot fi efectuate:

- *Manual*;
- *Semiautomat*;
- *Automat* - executată automat, sincronizarea prezintă avantajele reducerii duratei și micșorării sensibile a solicitărilor electrice și termice ale aparatajului și instalațiilor.

1.2 CONECTAREA ÎN PARALEL, LA BARELE SISTEMULUI, A GENERATORULUI SINCRON EXCITAT

Se consideră conectarea generatorului sincron G la barele sistemului electroenergetic SEE (Fig.1.1). Sistemul electroenergetic se consideră reprezentat printr-un generator echivalent (ca și în calculele de scurtcircuit), având caracteristicile mecanice (număr de ture, număr de poli) asemănătoare cu generatorul care se sincronizează [1,2,3].

Notațiile din figura 1.1 au următoarele semnificații:

- U_G este valoarea maximă a t.e.m. de fază a generatorului;
- U_S - valoarea maximă a t.e.m. de fază a sistemului SEE;
- U - valoarea maximă a tensiunii care rezultă la bornele unui pol al întreruptorului;
- ω_G este pulsația tensiunii generatorului;
- ω_S - pulsația tensiunii sistemului;

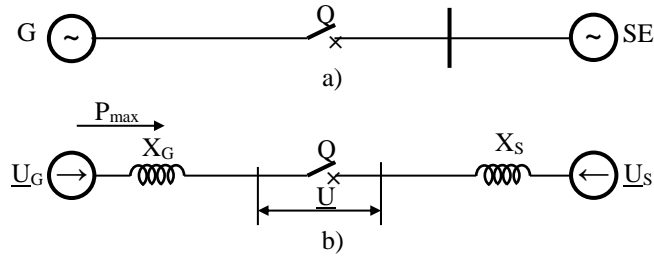


Fig. 1.1. Cuplarea la barele sistemului a generatorului sincron: a - schema electrică de principiu, b - schema electrică echivalentă.

- $\omega = \omega_G - \omega_S$ pulsația rezultantă;
- X_G este reactanța pe fază a generatorului ce se cuplează;
- X_S - reactanța pe fază a sistemului;
- δ reprezintă unghiul electric dintre fazorii tensiunii generatorului și sistemului;
- P_{max} este puterea electrică activă maximă vehiculată între generator și sistem.

Explicitând mărimile electrice cu relațiile următoare:

$$\begin{cases} \underline{U}_G = U_G \cdot e^{j(\omega_G t + \varphi)}; \\ \underline{U}_S = U_S \cdot e^{j\omega_S t}; \\ \alpha = \omega_G t + \varphi; \\ \beta = \omega_S t; \\ \delta = \alpha - \beta = (\omega_G - \omega_S)t + \varphi = \omega t + \varphi, \end{cases} \quad (1.2)$$

se poate scrie tensiunea instantanee la bornele întreruptorului Q, înainte de închidere, în funcție de valorile t.e.m. de fază ale generatorului și sistemului echivalent, astfel:

$$\underline{U} = \underline{U}_G - \underline{U}_S = U_G \cdot e^{j(\omega_G t + \varphi)} - U_S \cdot e^{j\omega_S t} = U_G e^{j\alpha} - U_S e^{j\beta} = U e^{j\mu}. \quad (1.1)$$

Din diagrama 1.2 se pot exprima valorile modului și argumentului tensiunii U , la bornele întreruptorului:

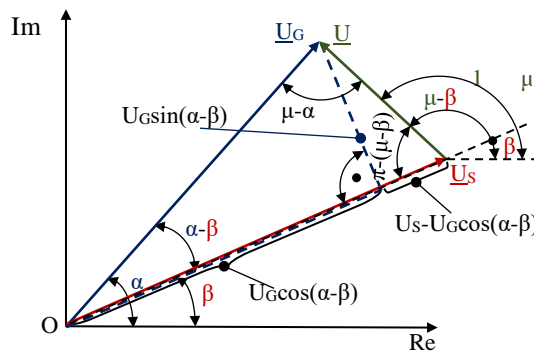


Fig. 1.2. Diagrama fazorială a tensiunilor care intervin în procesul de cuplare.

$$U = \sqrt{U_G^2 + U_S^2 - 2U_G \cdot U_S \cos(\alpha - \beta)} = \sqrt{U_G^2 + U_S^2 - 2U_G \cdot U_S \cos[(\omega_G - \omega_S)t + \varphi]}, \quad (1.3)$$

cu

$$\operatorname{tg}(\beta - \mu) = \operatorname{tg}[\pi - (\beta - \mu)] = \frac{U_G \cdot \sin(\alpha - \beta)}{U_S - U_G \cdot \cos(\alpha - \beta)}, \quad (1.4)$$

de unde rezultă că:

$$\mu = \beta - \operatorname{arctg} \frac{U_G \cdot \sin(\alpha - \beta)}{U_S - U_G \cdot \cos(\alpha - \beta)} = \omega_S t - \operatorname{arctg} \frac{U_G \cdot \sin[(\omega_G - \omega_S)t + \varphi]}{U_S - U_G \cdot \cos[(\omega_G - \omega_S)t + \varphi]}. \quad (1.5)$$

Pentru ca, în momentul cuplării, să se reducă la minim solicitările electrice și mecanice ale aparatului și mașinii sincrone, trebuie ca, tensiunea rezultantă la bornele întreruptorului să fie cât mai mică, astfel încât, conform legii lui Ohm, să determine circulația unui curent (cu caracterul unui curent de șoc) cât mai mic posibil.

Cazul ideal corespunde valorii zero a acestui curent și este caracterizat prin:

$$U_G = U_S \Rightarrow U = 0, \omega_G = \omega_S \Rightarrow \omega = 0 \text{ și } \varphi = 0, \quad (1.6)$$

adică prin *egalitatea tensiunilor (în modul și fază) și egalitatea frecvențelor*.

În practică, în momentul cuplării pot să apară abateri de la condițiile (1.6), astfel încât generatorul și instalația sistemului energetic sunt solicitate de un curent de șoc, echivalent cu un curent de scurtcircuit la bornele generatorului. Valoarea maximă a acestuia (luând în considerare și componenta aperiodică) este [1,2,4]:

$$\hat{I}_{\text{șoc}} = K_{\text{șoc}} \cdot \sqrt{2} I''_{\text{șoc}} \cong 1,8 \frac{\sqrt{2} E_d''}{x_{dG}'' + x_{dS}'' + x_{\Sigma}} \quad (1.7)$$

unde:

- $U = E_d'' = U_G - U_S = E_{dG}'' - E_{dS}''$ este t.e.m. rezultantă corespunzătoare t.e.m. supratranzitorii ale generatorului și sistemului de fază;
- x_{dG}'' și x_{dS}'' sunt reactanțele supratranzitorii ale generatorului și sistemului;
- x_{Σ} este reactanța suplimentară a elementelor de legătură între generator și sistem;
- $I''_{\text{șoc}}$ reprezintă valoarea efectivă a componentei periodice supratranzitorii a curentului de șoc.

Relațiile (1.3-5) permit determinarea în orice moment a valorii instantanee a tensiunii rezultante, $u(t)$, în funcție de valorile t.e.m. pe fază ale generatorului sistemului echivalent. Cazul cel mai general posibil presupune:

$$U_G \neq U_S, \omega_G \neq \omega_S \text{ și } \varphi \neq 0. \quad (1.8)$$

Cele mai defavorabile situații, din punct de vedere al valorii curentului de șoc, sunt următoarele:

➤ **CAZUL I.** $U_G \neq U_S$, $\omega_G = \omega_S$ și $\varphi = 0$ - tensiuni diferite în modul, dar de aceeași frecvență și în fază, rezultă:

$$U = U_G - U_S, \mu = \omega_G \cdot t, \mu = \omega_G \cdot t \quad (1.9)$$

și tensiunea la bornele întreruptorului,

$$\underline{U} = U e^{j\mu} = (U_G - U_S) \cdot e^{j\omega_G t}, \quad (1.10)$$

sau

$$\underline{U} = U e^{j\mu} = (U_G - U_S) \cdot \cos \omega_G t + j(U_G - U_S) \cdot \sin \omega_G t, \quad (1.11)$$

având proiecția pe axa imaginară (valoarea instantanee)

$$u(t) = (U_G - U_S) \cdot \sin \omega_G t. \quad (1.12)$$

Dacă se consideră $E''_{dG} = U_G$, $E''_{dS} = U_S$ și $E''_d = U$ relația (1.7) se rescrie ca:

$$\hat{I}_{soc} = 1,8 \frac{\sqrt{2}(U_G - U_S)}{x''_{dG} + x''_{dS} + x_{\Sigma}}. \quad (1.13)$$

Fazorul curentului de șoc este reprezentat în figura 1.3 punând în evidență caracterul pur reactiv al acestuia [3,5];

➤ **CAZUL II.** $U_G = U_S$, $\omega_G \neq \omega_S$ și $\varphi = 0$ - tensiuni egale, în fază, dar de pulsații (frecvențe) diferite, rezultând:

$$U = \sqrt{2U_G^2 \cdot [1 - \cos(\omega_G - \omega_S)t]} = 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_S)t}{2} = 2U_G \cdot \sin \frac{\omega t}{2} = 2U_G \cdot \sin \frac{\delta}{2}, \delta = \omega t \quad (1.14)$$

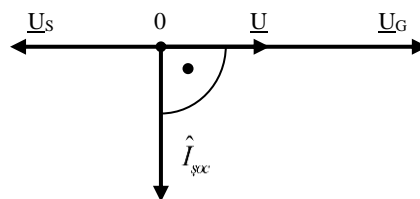


Fig. 1.3. Diagrama fazorială a curentilor și tensiunilor pentru CAZUL I.

și

$$\begin{aligned} \mu &= \omega_s t - \arctg \frac{\sin[(\omega_G - \omega_s)t]}{1 - \cos[(\omega_G - \omega_s)t]} = \omega_s t - \arctg \frac{2 \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \cdot \cos \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2}}{2 \sin^2 \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2}} = \\ &= \omega_s t - \arctg \left\{ \operatorname{tg} \left[\frac{\pi}{2} - \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \right] \right\} = -\frac{\pi}{2} + \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} \end{aligned} \quad (1.15)$$

Tensiunea rezultantă, ca mărime complexă, se scrie substituind mărimile E și μ în (1.1) cu expresiile (1.14,15):

$$\begin{aligned} \underline{U} &= U e^{j\mu} = 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \cdot e^{j \left[\frac{\pi}{2} + \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} \right]} = -j 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \cdot e^{j \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2}} = \\ &= -j 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \left[\cos \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} + j \sin \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} \right] = \\ &= 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \sin \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} - j 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \cos \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} \end{aligned} \quad (1.16)$$

Valoarea instantanee a tensiunii rezultante (considerată ca proiecție a fazorului \underline{U} pe axa imaginară) va fi dată de relația:

$$u(t) = 2U_G \cdot \sin \frac{(\omega_G - \omega_s)t}{2} \cdot \cos \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2} = 2U_G \cdot \sin \frac{\delta}{2} \cdot \cos \frac{(\omega_G + \omega_s)t}{2}, \quad (1.17)$$

relație care arată că:

- ✓ pulsația rezultantă este semisuma între tensiunea generatorului și cea a sistemului;
- ✓ amplitudinea tensiunii rezultante nu are o valoare constantă fiind o funcție periodică de timp, cu pulsația egală cu semidiferența pulsațiilor generatorului și sistemului. Tensiunea rezultantă $u(t)$ este cunoscută și sub denumirea de tensiunea de bătați (Fig.1.4) a cărei variație în timp a valorii eficace este arătată în figura 1.5.

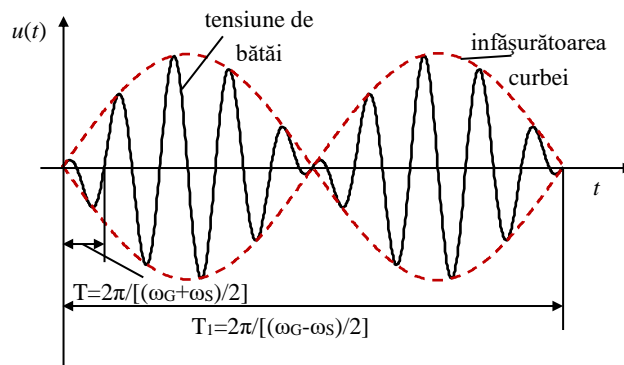


Fig. 1.4. Tensiunea rezultantă la bornele întreruptorului, în CAZUL II (tensiune de bătați).

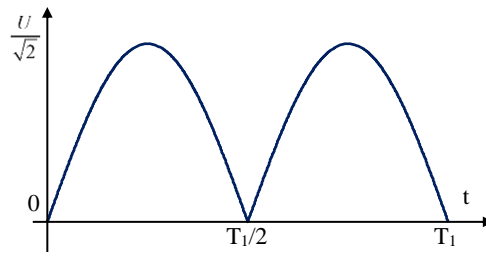


Fig. 1.5. Variația în timp a valorii efective a tensiunii rezultante, în CAZUL II.

În aceleași condiții de aproximare și ținând cont de relația (1.17), relația (1.7) devine:

$$\hat{I}_{\text{șoc}} = 1,8 \frac{\sqrt{2} \cdot 2U_G}{x''_{dG} + x''_{dS} + x_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\delta}{2} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 2I''_{\text{șoc}} \cdot \sin \frac{\delta}{2}, \quad (1.18)$$

curentul de șoc având o componentă activă

$$I_{a\text{șoc}} = 2I''_{\text{șoc}} \cdot \cos \frac{\delta}{2}. \quad (1.19)$$

care circulă prin generator și sistem (Fig. 1.6).

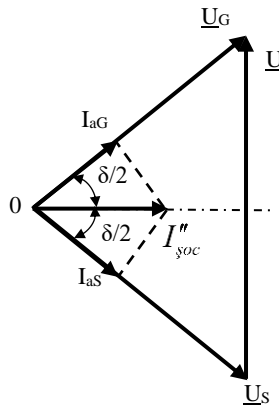


Fig.1.6. Diagrama fazorială a curenților și tensiunilor pentru CAZUL II.

Această componentă activă a curentului de șoc soliciță grupul și sistemul cu puterea activă:

$$P_{\text{șoc_max}} = 3U_G \cdot I_{a\text{ș}} = \frac{3U_G^2}{x''_{dG} + x''_{dS} + x_{\Sigma}} \cdot 2 \sin \frac{\delta}{2} \cdot \cos \frac{\delta}{2} = \frac{3U_G^2}{x''_{dG} + x''_{dS} + x_{\Sigma}} \cdot \sin \delta, \quad (1.20)$$

solicitare maximă la $\delta = \pi/2$.

1.3 METODE DE SINCRONIZARE AUTOMATĂ PRECISĂ

Acestea urmăresc ca în momentul cuplării generatorului sincron la sistem să se asigure o cât mai bună egalitate a tensiunilor și a frecvențelor, iar unghiul electric δ să fie cât mai apropiat de zero (sau de un multiplu al lui 2π), rezultând următoarele avantaje majore:

- *durata redusă* a regimului tranzitoriu la cuplare;
- *amortizare mare a variației $\delta(t)$* , astfel încât I_{soc} să se mențină în limitele admise, iar la sfârșitul regimului tranzitoriu schimbul de putere activă și curentul de circulație între generator și sistem să se stabilizeze la o valoare cât mai mică.

În funcție de abaterile de la condițiile optime de cuplare (1.6) se disting două categorii de metode de sincronizare automată:

- *metode de sincronizare automată precisă* - realizează o egalizare precisă în limite strânse, a mărimilor electrice respective și asigură cuplarea la $\delta = 2k\pi$, $k = 1, 2, 3, \dots$. Aceste metode necesită un timp mai lung de sincronizare și aparataj mai complex;
- *metode de sincronizare automată aproximativă* (de autosincronizare) - realizează o egalizare aproximativă a tensiunilor și frecvențelor (pulsățiilor), permițând cuplarea la orice valoare a unghiului electric δ . Avantajele acestor metode sunt timpul de sincronizare mai scurt și aparatajul simplu pe care îl utilizează, în timp ce dezavantajul lor major îl constituie posibilitatea apariției unor solicitări mari ale generatorului, aparatajului de comutație și sistemului.

1.3.1 Sincronizarea automată precisă

Sincronizarea automată se consideră precisă, atunci când, în momentul cuplării, valorile relative ale mărimilor electrice considerate, în raport cu valorile nominale, se încadrează în domeniile menționate de [1,3]:

$$U_{ef}^* = |U_{efG}^* - U_{efS}^*| = 0,1 \dots 0,15; \quad (1.21)$$

$$\Delta f^* = \Delta \omega^* = \frac{|\omega_S - \omega_G|}{\omega_S} = 0,001 \dots 0,01; \quad (1.22)$$

iar în unități fizice $\Delta f = (0,05 \dots 0,5)$ Hz pentru valoarea nominală a frecvenței, $f_0 = 50$ Hz;

$$I_{\text{soc}} = (1 \dots 3) I_{GN}, \quad (1.23)$$

sau față de curentul în regim staționar;

$$\delta \approx 0 \text{ sau } \delta \approx 2k\pi, k = 1, 2, 3, \dots \quad (1.24)$$

Dispozitivele de sincronizare automată sunt dispozitive care la cuplarea generatorului sincron:

- 1) **comandă** (împreună cu sistemele de control ale grupurilor turbină – generator) aducerea parametrilor tensiune, pulsație, fază în limitele impuse de (1.20-23);
- 2) **declanșează operația de cuplare în paralel la barele sistemului la momentul optim** - deoarece închiderea contactelor întreruptorului generatorului trebuie să se facă cu respectarea condiției (1.23), dispozitivul de sincronizare automată trebuie să anticipeze momentul comenzii, ținând cont de timpul propriu al întreruptorului (comanda de închidere a întreruptorului trebuie să se dea cu un timp bine determinat înainte de momentul dorit pentru cuplare).

În funcție de metoda de anticipare a comenzii de închidere a întreruptorului, față de momentul (propriu-zis) de închidere, se disting:

➤ *sincronizatoare cu unghi constant de anticipare*, δ_a - comanda de închidere a întreruptorului se dă măsurându-se un unghi electric constant de anticipare față de momentul când unghiul electric δ ia valorile $\delta = 2k\pi$, $k = 0, 1, 2 \dots$

➤ *sincronizatoare cu timp constant de anticipare*, t_a - la care comanda de închidere a întreruptorului se dă cu un timp constant de anticipare față de momentul când $\delta = 2k\pi$, $k = 0, 1, 2 \dots$ (t_a trebuie să corespundă timpului propriu de operare al aparatajului). Timpul de anticipare trebuie să țină cont de:

- ✓ t_i - timpul propriu de operare al întreruptorului;
- ✓ t_R - timpul propriu de acționare al releelor din schema dispozitivului de sincronizare;
- ✓ Δt_{er} - erorile de timp probabile,

adică el se va calcula ca o sumă

$$t_a = t_i + t_R \pm (\Delta t_{er}). \quad (1.25)$$

Corespunzător celor două clase de metode, se construiesc sincronizatoare automate cu unghi constant de anticipare respectiv cu timp constant de anticipare [3].

1.3.2 Anticiparea comenzii de anclanșare a întreruptorului generatorului

În timpul reglării turației generatorului sincron în vederea egalizării frecvențelor, pulsația rezultantă, $\omega = (\omega_G - \omega_S)/2$, a înfășurătoarei tensiunii rezultante la bornele întreruptorului variază. În aceste condiții, pentru o valoare dată a timpului propriu de anclanșare al întreruptorului generatorului, t_i , există o singură valoare optimă a pulsației, $\omega = \omega_{opt}$, pentru care închiderea contactelor întreruptorului se face în momentul dorit. Pentru această valoare a pulsației se poate scrie:

$$\delta_a = \delta_{aopt} = \omega_{opt} \cdot t_i, \quad (1.26)$$

egalitatea $t_a = t_i$ fiind valabilă doar cu condiția $\omega = \omega_{opt}$.

Dacă $\omega \neq \omega_{opt}$, se obține o eroare de timp, egală cu diferența dintre momentul în care ar trebui să se închidă întreruptorul și momentul în care acesta se închide efectiv, adică:

$$\Delta t = t_i - t_a = t_i - \frac{\delta_{aopt}}{\omega} = t_i - \frac{\omega_{opt}}{\omega} \cdot t_i = \left(1 - \frac{\omega_{opt}}{\omega}\right) \cdot t_i, \quad (1.27)$$

sau în unități relative:

$$\Delta t^* = \frac{\Delta t}{t_i} = 1 - \frac{\omega_{opt}}{\omega}. \quad (1.28)$$

Similar se poate defini și o eroare de unghi a sincronizatoarelor [1,3]:

$$\Delta \delta^* = \frac{\Delta \delta}{\delta_{aopt}} = \left(\frac{\omega}{\omega_{opt}} - 1\right). \quad (1.29)$$

În funcție de valoarea pulsației rezultante față de valoarea optimă rezultă următoarele situații posibile [6]:

➤ **CAZUL I.** $\omega > \omega_{opt}$, $t_a < t_i$, $\Delta t > 0$ - închiderea întreruptorului se face după momentul dorit. Comanda de anclanșare se dă în a_1 , dar închiderea se produce în punctul A_1 , pe porțiunea ascendentă a curbei de variație a tensiunii rezultante (Fig. 1.7). În aceste condiții, la cuplare se obțin valori ale tensiunii la borne periculoas de mari (și implicit curenți de șoc inadmisibili de mari) și în consecință, la $\omega > \omega_{opt}$, cuplarea generatorului la barele sistemului nu este permisă;

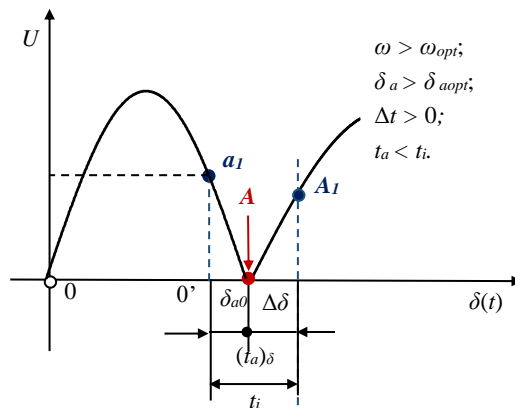


Fig. 1.7. Anticiparea comenzii de anclanșare a întreruptorului CAZUL I: $\omega > \omega_{opt}$, $t_a < t_i$, $\Delta t > 0$.

CAZUL II. $\omega = \omega_{opt}$, $t_a = t_i$, $\Delta t = 0$ – reprezintă situația optimă din punct de vedere a cuplării. Comanda de anclanșare se dă în a_2 și închiderea propriu-zisă a întreruptorului se produce în punctul A_2 care practic se suprapune peste punctul optim, A (Fig.1.8);

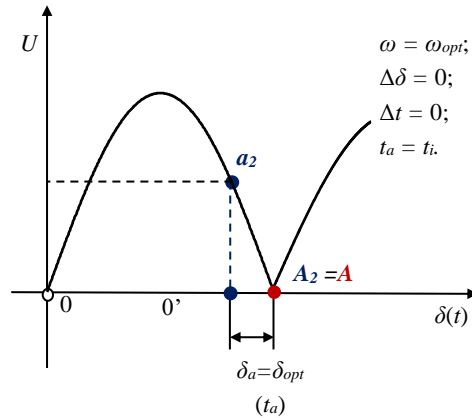


Fig. 1.8. Anticiparea comenzii de anclanșare a întreruptorului CAZUL II: $\omega = \omega_{opt}$, $t_a = t_i$, $\Delta t = 0$.

➤ **CAZUL III.** $\omega < \omega_{opt}$, $t_a > t_i$, $\Delta t < 0$ – comanda de anclanșare a întreruptorului se dă în a_3 și cuplarea se produce în A_3 , înainte de momentul dorit (sau optim), dar pe porțiunea descendentă a curbei tensiunii rezultante (Fig.1.9). În această situație, rezultă valori relativ mici ale tensiunii rezultante (deci, și ale curentului de șoc), astfel încât anclanșarea este permisă.

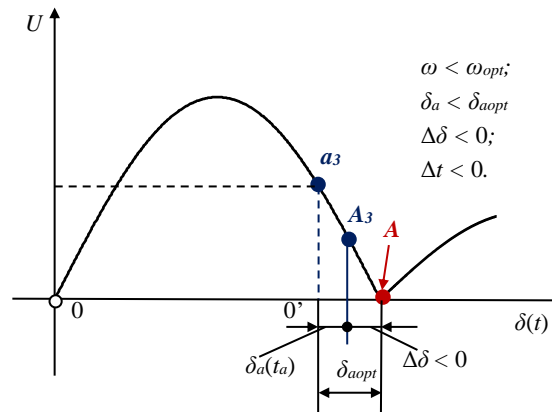


Fig. 1.9. Anticiparea comenzii de anclanșare a întreruptorului CAZUL III: $\omega < \omega_{opt}$, $t_a > t_i$, $\Delta t < 0$.

În concluzie, sincronizatoarele automate se proiectează astfel încât cuplarea să se producă numai pentru:

$$\omega \leq \omega_{opt} . \tag{1.30}$$

1.4 DISPOZITIVE DE SINCRONIZARE AUTOMATĂ

Dispozitivele care, la pornirea generatorului sincron, comandă (împreună cu sistemele de control ale grupurilor turbină – generator) aducerea parametrilor tensiune, pulsație, fază, în limitele impuse de (1.11-13), iar apoi asigură anclanșarea la momentul optim a întreruptorului de conectare la barele sistemului, poartă numele de dispozitive de sincronizare automată (sincronizatoare).

În funcție de metoda de anticipare a comenzii de închidere a întreruptorului față de momentul (propriu-zis) de închidere, se disting [2,3]:

- sincronizatoare cu unghi constant de anticipare;
- sincronizatoare cu timp constant de anticipare.

În vederea unei mai bune înțelegeri a metodelor de sincronizare automată, se consideră utilă prezentarea, în cele ce urmează, a funcționării unui dispozitiv de sincronizare automată, și anume, *sincronizatorul electromagnetic cu unghi constant de anticipare*.

La acest tip de sincronizator, măsurarea unghiului de anticipare și controlul pulsației se realizează prin măsurarea indirectă a tensiunii rezultante dintre generator și sistem (sau bare). În acest scop se măsoară intervalul de timp $t_K = \delta_K/\omega$ (numit timp de control) în care unghiul electric δ a variat cu o anumită valoare $\delta_K = \delta_a - \delta_b$ (Fig. 1.10).

Aprecierea valorii pulsației ω se face prin compararea intervalului de timp măsurat, t_K , cu o durată etalon (sau reglată) obținută cu ajutorul unui releu de timp, RT1 (se reglează $t_{Kr} = \delta_K/\omega_{opt}$). Rezultă trei situații posibile:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{CAZUL I: } t_{Kr} > t_K, \omega > \omega_{opt}; \\ \text{CAZUL II: } t_{Kr} = t_K, \omega = \omega_{opt}; \\ \text{CAZUL III: } t_{Kr} < t_K, \omega < \omega_{opt}. \end{array} \right. \quad (1.31)$$

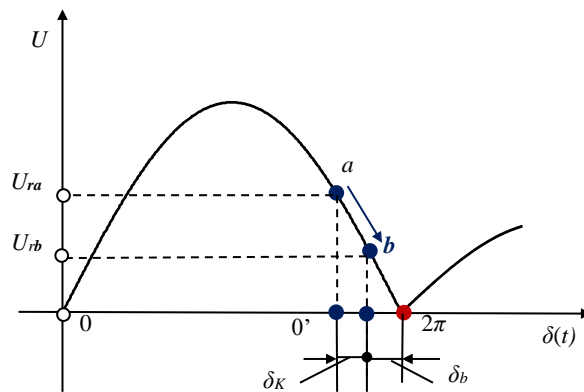


Fig.1.10. Măsurarea unghiului de anticipare și controlul pulsației la sincronizatorul electromagnetic cu unghi constant de anticipare.

În figura 1.11 se prezintă o schemă electrică de principiu, care explică ideea care stă la baza funcționării unui sincronizator, cu următoarele comentarii:

- *releul de tensiune minimă KV1* este reglat să măsoare unghiul de anticipare (punctul *b* în figura 1.10) deoarece el își închide contactul ultimul la $U = U_{rb}$;
- *releul KV2* este reglat pentru a măsura un unghi $\delta_K + \delta_b$ (punctul *a* de pe curba de variație a tensiunii rezultante);
- *în funcționare*, se închide, mai întâi, contactul lui KV2, la U_{ra} , se excită releul de timp KT, care își închide cu temporizarea t_K , contactul normal deschis, timp în care se ajunge cu funcționarea în punctul *b*, U_{rb} în care releul KV1 își închide contactul;
- *deci*, în intervalul de timp t_K , unghiul electric variază cu δ_K . Atunci când $t_{Kr} > t_K, \omega > \omega_{opt}$, comanda de anclanșare nu se mai transmite.

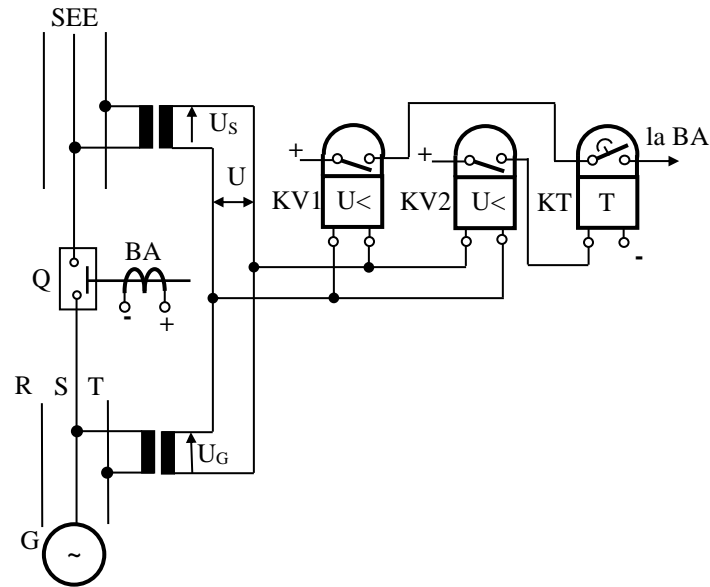


Fig. 1.11. Schema electrică de principiu pentru măsurarea unghiului de anticipare la sincronizatorul electromagnetic cu unghi constant de anticipare.

Figurile 1.12 și 1.13 prezintă schemele electrice de principiu, respectiv desfășurată ale sincronizatorului electromagnetic cu unghi constant de anticipare, iar în tabelul 1.1 se prezintă diagrama cheii de comandă.

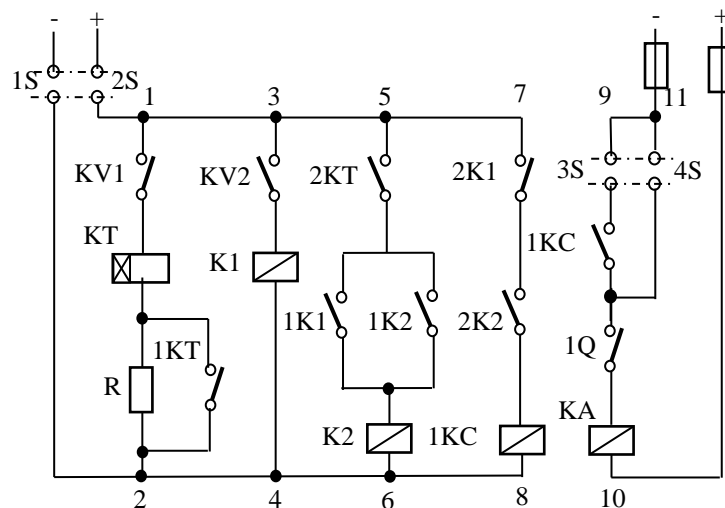


Fig. 1.12. Schema electrică de principiu a sincronizatorului electromagnetic cu unghi constant de anticipare [3].

Tabelul 1.1 Diagrama cheii de comandă aferentă sincronizatorului electromagnetic cu unghi constant de anticipare [1,3]

Contacte Poziția	1S	2S	3S	4S	5S	6S	7S	8S
Repaos	-	-	-	-	-	-	-	-
Sincronizare manuală	-	-	-	×	×	×	-	-
Sincronizare automată	×	×	×	-	×	×	×	×

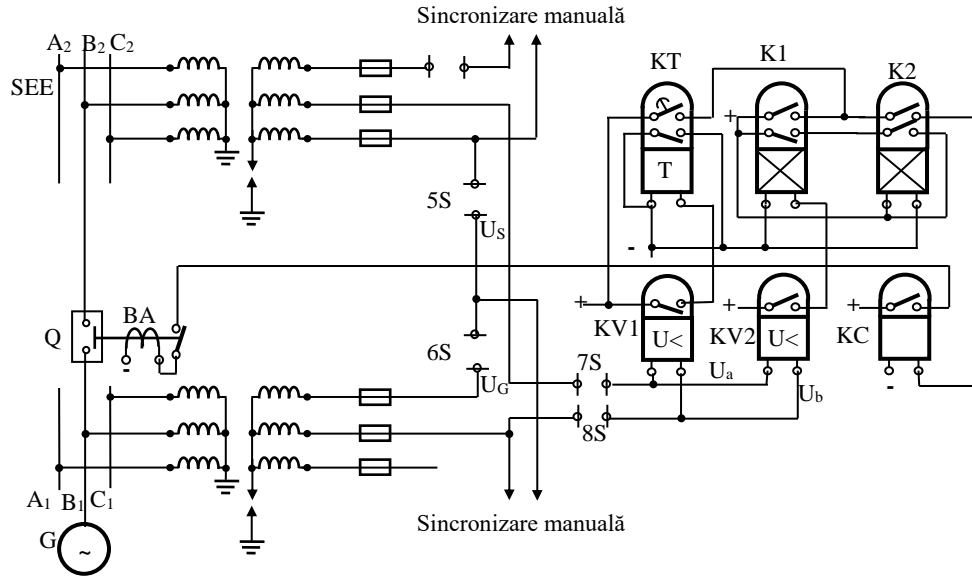


Fig. 1.13. Schema electrică desfășurată a sincronizatorului electromagnet cu unghi constant de anticipare [1].

Notațiile din schemele electrice prezentate în figurile 1.12 și 1.13 au următoarele semnificații:

- *releele* KV1 și KV2 sunt relee minimale de tensiune și sunt reglate astfel:
 - ✓ KV1 - la unghiul constant de anticipare $\delta_a + \delta_K$;
 - ✓ KV2 - la unghiul de anticipare δ_a ;
- *releul* KT este un releu de timp cu temporizare la acționare, reglat pentru o temporizare egală cu t_{Kr} ;
- *releele* K1 și K2 sunt relee auxiliare cu rol de amplificare în putere și multiplicare a contactelor;
- *releul* KC este un releu de comandă cu rol de amplificare în putere prin care se transmite comanda de anclanșare către bobina dispozitivului de anclanșare, BA, a întreruptorului Q.

În figura 1.14 se prezintă evoluția tensiunii rezultante la bornele întreruptorului, fiind evidențiate punctele mai importante în ceea ce privește funcționarea dispozitivului. Această diagramă este utilă pentru înțelegerea funcționării sincronizatorului în cele trei cazuri posibile în conformitate cu relațiile (1.31).

Schema devine operațională prin aducerea cheii de comandă în poziția de sincronizare automată. Conform diagramei contactelor din tabelul 1.1, se închid contactele 1S și 2S prin care se transmite tensiunea continuă la schema sincronizatorului și 3S care pregătește circuitul de anclanșare a întreruptorului. De asemenea, se închid contactele 5S, 6S, 7S, și 8S prin care se aplică releelor de tensiune minimă tensiunea alternativă de la transformatorul de tensiune (tensiunea rezultantă). Se presupune că, în prealabil, funcționarea regulatorului automat de tensiune a adus la egalitate tensiunile generatorului și sistemului.

În cele ce urmează, se va prezenta modul de funcționare al schemei, conform celor trei cazuri descrise prin relațiile (1.31):

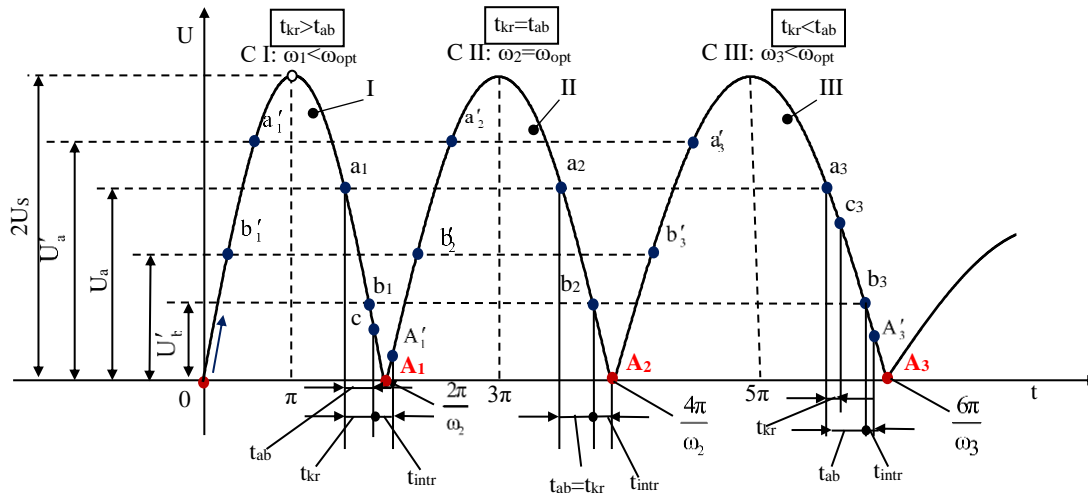


Fig. 1.14. Diagrama explicativă pentru funcționarea sincronizatorului electromagnetic cu unghi constant de anticipare, $U_G = U_S$ [1].

➤ **CAZUL I.** $\omega > \omega_{opt}$ (curba I din figura 1.14):

✓ la momentul $t = 0$ ambele relee de tensiune sunt dezexcitate, iar circuitul 1 - 2 este închis. Drept urmare se excită releul de timp KT, având temporizarea reglată la valoarea timpului de control. În punctul b'_1 , tensiunea rezultantă ajunge la valoarea U_b , la care releul KV2 se excită și își închide contactul normal deschis, închizând circuitul 3 - 4 și anclanșând releul K1. Prin contactul 1K1, se închide circuitul 5 - 6 (contactul 2KT nu a avut timp să se închidă). Închiderea contactelor 2KT și 1K1 conduce la energizarea releului K2 și închiderea contactelor acestuia, 1K2 și 2K2. În schimb circuitul 7 - 8 nu se poate închide și bobina releului de comandă KC nu poate fi energizată deoarece la excitarea releului K1 s-a deschis contactul 2K1. Deci, comanda de anclanșare nu se mai produce;

✓ în punctul a'_1 de pe diagramă se excită releul KV1, contactul său întrerupând circuitele 1 - 2 și 5 - 6. Tensiunea rezultantă continuă să crească, trece prin punctul de maxim la $\delta = \pi$ și începe apoi să scadă, până în punctul a_1 , unde se dezexcită releul KV1 și drept urmare se închide circuitul 1 - 2. Ca urmare, contactul 2KT începe să se închidă, dar, deoarece $\omega > \omega_{opt}$, temporizarea releului KT este mai mare decât timpul necesar ca unghiul electric să varieze de la cel corespunzător poziției a_1 , la cel corespunzător poziției b_1 , astfel încât atunci când tensiunea atinge valoarea la care releul KV2 se dezexcită, contactul 2KT nu s-a închis încă;

➤ **CAZUL II.** $\omega = \omega_{opt}$, curba II din figura 1.14 - închiderea contactului 2KT se petrece odată cu dezexcitarea releului KV2 (punctele b și c) și drept urmare anclanșarea întreruptorului se produce în punctul A_2 , când tensiunea rezultantă U este nulă (cazul ideal);

➤ **CAZUL III.** $\omega < \omega_{opt}$, curba III din figura 1.14 - în situația în care pulsația este mai mică decât cea optimă, fenomenele se repetă până în punctul a_3 (respectiv b_3), când se produce dezexcitarea releului KV1 și închiderea circuitului 1 - 2 prin închiderea contactului acestuia. Se excită releul de timp KT și în punctul c_3 înaintea punctului b_3 se închide contactul sau 2RT.

Deoarece, la acest moment, releul KV2 este încă excitat, se închide circuitul 5 - 6, se excită releul K2, se închide contactul 2K2 și se pregătește astfel închiderea întreruptorului. Când se ajunge în punctul b_3 se dezexcită releul KV2, care își deschide contactul întrerupând circuitul 3 - 4. Se dezexcită releul K1 care își închide contactul 2K1 și se închide circuitul 7 - 8, excitându-se contactorul KC care prin contactul sau (circuitul 9 - 10) excită înfășurarea bobinei de anclanșare KA. Întreruptorul va anclanșa numai dacă a fost deschis, adică contactul auxiliar 1Q este închis;

➤ **O situație mai dificilă, din punct de vedere al conectării,** este aceea în care tensiunea generatorului și sistemului nu sunt egale. În această situație, cazurilor I și II, în care se permite conectarea, le corespunde o tensiune rezultantă, $U \neq 0$, de valoare mai mare, iar momentele la care se produce anclanșarea corespund unor puncte situate pe porțiunea ascendentă a curbei. În acest caz se obține reprezentarea din figura 1.15 (punctele $B_1, B_2, B_3 \dots$). Pentru o astfel de situație se fac următoarele remarci:

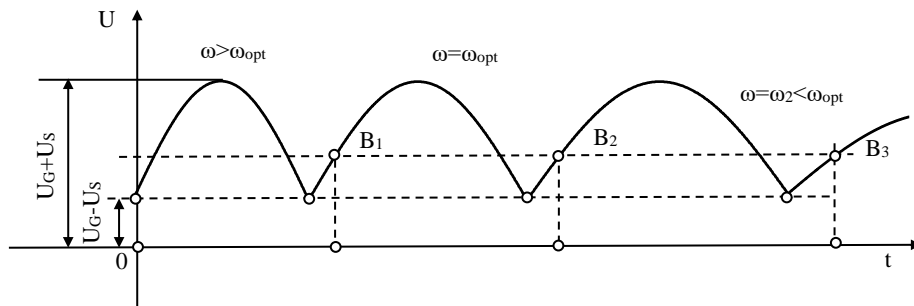


Fig. 1.15. Diagrama explicativă pentru funcționarea sincronizatorului electromagnetic cu unghi constant de anticipare, în ipoteza $U_G \neq U_S$.

✓ în acest caz se introduce condiția ca tensiunea minimă rezultantă să fie mai mare decât tensiunea de dezexcitare a releului KV2, în acest fel, acesta rămânând permanent excitat. Astfel se blochează total comanda închiderii întreruptorului. În consecință sincronizatorul este blocat pentru o diferență ($U_G - U_S$) mai mare decât o valoare limită;

✓ pentru a se reduce curentul de șoc, se recomandă introducerea regulatorului de tensiune în circuitul generatorului, înaintea de începerea procesului de sincronizare efectivă, cu scopul de a se obține o cât mai bună egalizare a tensiunilor generatorului și sistemului;

➤ **După anclanșarea întreruptorului,** cheia de comandă S este readusă pe poziția 0 (de repaus), funcționarea sincronizatorului fiind în acest fel inhibată. În poziția 1, cheia de comandă permite sincronizarea manuală, dispozitivul de sincronizare automată fiind blocat. Pentru această manevră, personalul de exploatare trebuie să observe indicațiile instrumentelor de măsură aferente - voltmetre duble și frecvențmetre duble - și să aducă valorile tensiunilor și frecvențelor la cele impuse de condițiile de sincronizare.

Reglarea sincronizatorului se face prin reglarea temporizării releului de timp, în funcție de timpul propriu al întreruptorului, de timpul de control $t_{Kr} = (0,2 \dots 0,5)$ s și de curentul de șoc maxim admisibil pentru generatorul dat [5].

În general, se consideră unghiul de anticipare ca fiind optim, dacă este cuprins între limitele $\delta_{opt} = (0,85...1,15) \cdot \omega t_i$. În practica curentă, unghiul de anticipare este cuprins între 15° și 30° .

Sincronizatorul cu unghi constant de anticipare este simplu, robust, sigur în funcționare. Dezavantajul său major îl constituie erorile cumulate ale releelor electromagnetice, care sunt uneori prea mari și în consecință pot conduce la suprasolicitarea generatorului. Acest dezavantaj este mult atenuat în cazul sincronizatorului cu timp constant de anticipare.

1.5 AUTOSINCRONIZAREA GENERATOARELOR SINCRONE (SINCRONIZAREA APROXIMATIVĂ)

Autosincronizarea, este o metodă aproximativă de sincronizare a generatoarelor sincrone, care presupune următoarele etape:

- aducerea generatorului la o viteză apropiată de cea sincronă;
- cuplarea generatorului în paralel cu sistemul, neexcitat;
- aplicarea instantanee a tensiunii de excitație, fapt care, în general determină sincronizarea generatorului.

Până în momentul excitării, înfășurarea rotorică trebuie conectată pe rezistența de descărcare, pentru limitarea tensiunii induse în înfășurarea rotorică și pentru limitarea cuplului asincron de succesiune inversă, creat de curentul care ar străbate înfășurarea, eventual scurtcircuitată, cuplu cu acțiune de frânare.

Față de sincronizarea precisă, autosincronizarea prezintă următoarele avantaje:

- siguranță (practic sunt excluse erorile de cuplare);
- rapiditatea cuplării;
- simplitatea procesului și a schemei de sincronizare;
- posibilitatea cuplării în paralel a GS, la alunecări mari și tensiuni mult diferite, astfel reducându-se timpul de intervenție al GS în cazul avariilor.

Metoda permite folosirea reanclanșării automate rapide (RAR) a blocului generator-transformator-linie (BGTL). În acest caz, la decuplarea liniei de la protecțiile prin relee, se decuplează și ADR-ul GS, după care se face reanclanșarea liniei conectată la GS și apoi se recuplează ADR [2].

Dezavantajul metodei este faptul că la conectare pot apărea curenți de șoc mari și tensiuni reduse, ceea ce poate determina nereușita cuplării. Pentru limitarea curentului de șoc se recomandă ca $\hat{I}_{\text{șoc}} \leq 3,5 I_{Gn}$, iar scăderea tensiunii să nu afecteze consumatorii. În acest caz se impune ca $\delta \leq 5\%$, accelerația GS să fie mică, (0,5-1) Hz/s, iar după cuplarea statorului la SEE să se aplice cât mai rapid tensiunea de excitație.

Durata autosincronizării poate fi îmbunătățită de funcționarea corectă a reglatoarele de viteză și tensiune ale GS. Dacă însă conectarea GS neexcitat se face la o alunecare mare, iar tensiunea de excitație se aplică imediat, există pericolul apariției unor pendulări ale GS, mult amplificate în prezența sistemelor de reglare a excitației [2].

Autosincronizarea se aplică cu succes în cazul hidrogenatoarelor; pentru turbogeneratoare, avantajele ei sunt atenuate de constantele de timp mari ale procesului termic aferent mașinii primare (turbinei). Ea se aplică în cazul turbogeneratoarelor în funcțiune, în combinație cu dispozitive de RAR.

1.6 CONECTAREA ÎN PARALEL ASINCRONĂ A GENERATORULUI SINCROEXCITAT

În anumite situații este posibilă cuplarea în paralel a generatorului sincron excitat, în regim asincron. Sunt cazurile cuplării simultane a mai multor grupuri din aceeași centrală, care funcționează în paralel (curentul de șoc se repartizează între ele) sau situația când reactanța rezultantă în momentul cuplării este mare și puterea sistemului finită.

Folosirea acestei metode prezintă pericolul unor curenți de șoc mari, cu consecințe negative atât asupra generatorului cât și asupra funcționării sistemului electroenergetic.

2 FUNCȚIA DE DECLANȘARE DE REZERVĂ LA REFUZ DE ÎNTRERUPTOR (DRRI)

2.1 INTRODUCERE

Izolarea și suprimarea defectelor care apar în funcționarea sistemelor electroenergetice se bazează pe existența protecțiilor prin relee care comdă declanșarea întreruptoarelor. Creșterea siguranței și a fiabilității în exploatare presupune existența unor sisteme de rezervă care să izoleze defectul în cazul în care o protecție sau un întreruptor nu funcționează. Astfel, în afara protecțiilor de bază se apelează la implementarea unor protecții de rezervă. Pe de altă parte, realizarea unor astfel de sisteme trebuie să țină seama și de considerente economice, de exemplu dacă s-ar opta pentru dublarea întreruptoarelor costurile cu echipamentele ar crește exagerat (cu toate acestea, uneori în rețelele de înaltă tensiune, se utilizează întreruptoare cu două bobine de declanșare).

Refuzul de declanșare a unui întreruptor poate fi cauzat de defecte ale bobinei de declanșare, întreruperi pe circuitul de declanșare, presiunea scăzută a gazului dielectric etc. În condițiile funcționării defectoase a unui întreruptor, prezența protecțiilor de rezervă sau existența unor protecții dedicate – protecții cu declanșare de rezervă la refuz de întreruptor - care acționează asupra întreruptoarelor vecine, compensează inoperativitatea întreruptorului.

2.2 PROTECȚIA DE REZERVĂ FĂRĂ FUNCȚIE DEDICATĂ DRRI

Protecțiile asociate fiecărui întreruptor pot fi folosite ca și protecții de rezervă, local sau la distanță, pentru întreruptoarele adiacente. Aceste sisteme de rezervă pot prezenta probleme în ceea ce privește rapiditatea, sensibilitatea și coordonarea. Pentru rețeaua prezentată schematic în figura 2.1, pentru defectul K, în cazul în care întreruptorul Q₅ nu declanșează în timp ce Q₆ este declanșat, defectul poate fi izolat fie local prin protecțiile întreruptoarelor adiacente Q₂ și Q₃ sau la distanță (din alte stații - Q₁ și Q₆). Temporizarea unei astfel de protecții de rezervă, pentru refuzul de declanșare a întreruptorului Q₅, trebuie să fie suficient de mare pentru a se coordona cu protecția de bază și alte protecții de rezervă, ceea ce poate conduce la suprasolicitări ale echipamentelor.

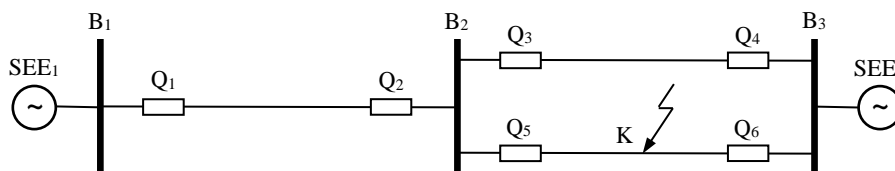


Fig.2.1. Protecție de rezervă pentru o linie de transport.

În afară de rapiditate, sensibilitatea unei astfel de rezerve poate fi, de asemenea, o problemă. De exemplu, în cazul în care sursa SEE_1 este o sursă mai slabă, este posibil ca protecțiile de distanță, sau maximale de curent, asociate cu Q_1 și Q_2 , să nu aibă capacitatea de a detecta un defect alimentat de la sursa mai puternică SEE_2 . Totodată, sensibilitatea protecției de rezervă poate fi limitată de capacitatea de încărcare sau de sarcina dezechilibrată [7].

Cu toate acestea o astfel de protecție de rezervă prezintă unele avantaje:

- nu necesită echipamente suplimentare;
- în cazul în care o stație pierde sursa de curent continuu (alimentarea circuitelor secundare), acest sistem de protecție la distanță poate fi singura modalitate de a izola defecul;
- această soluție de rezervă poate oferi un sprijin în implementarea unor protecții cu DRRI, atunci când funcționarea inadecvată a acestora are consecințe severe asupra instalațiilor [7].

2.3 PROTECȚII DE REZERVĂ CU FUNCȚIE DRRI DEDICATĂ

2.3.1 Elemente generale

Protecția cu **Declanșare de Rezervă la Refuz de Întreruptor (DRRI - Breaker Failure - ANSI 50BF)** este utilizată pe scară largă în rețeaua de transport ca protecție de rezervă. Schemele cu DRRI variază de la o arhitectură de rețea la alta, în funcție de facilitățile oferite și sunt influențate de practica protecțiilor clasice cu rele electromecanice. De obicei, funcționarea neconformă a funcției de DRRI are urmări severe, indiferent că este vorba de declanșări sau nedeclanșări false.

Utilizarea unor protecții cu funcții DRRI se impune acolo unde nu se pot face compromisuri în ceea ce privește rapiditatea și sensibilitatea protecțiilor [7]. Logica de bază a unei astfel de protecții este ilustrată în figura 2.2. Toate schemele de protecții cu DRRI se bazează pe același concept simplu: dacă întreruptorul eșuează în izolarea defectului după ce a primit o comandă de declanșare pentru o anumită perioadă, protecția DRRI va acționa pentru a declanșa întreruptoarele adiacente.

Această funcție este concepută pentru:

- a detecta situația în care întrerupătoarele refuză să răspundă (să deconecteze circuitul, să-și deschidă contactele) la primirea unei comenzi de declanșare dată de protecția de bază sau de protecția de rezervă a circuitului respectiv;
- a asigura eliminarea rapidă de rezervă a defectului în cazul refuzului întreruptorului adiacent.

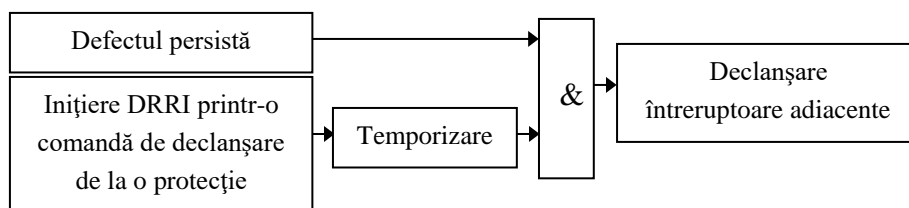


Fig.2.2. Logica de bază a DRRI [7].

Un sistem de DRRI poate fi divizat în trei părți distincte [7]:

- *circuitul de inițiere* a DRRI - în general, orice protecție care comandă declanșarea întreruptorului ar trebui să inițieze DRRI. Protecțiile cu DRRI corespunzătoare altor întreruptoare pot iniția, de asemenea, funcția DRRI. Pot exista excepții privind întreruptoarele cu discrepanță între poli la declanșare, sistemele special de protecție, protecțiile transformatoarelor cu declanșare non-electrică etc. Comanda manuală de deschidere nu trebuie să inițieze DRRI, deoarece DRRI este destinată pentru a funcționa la defect nu în sarcină;
- *circuitul de detectare* a defectului și a refuzului întreruptorului - cele mai multe detectoare de defect au la bază relee maximale de curent existând un număr mare de variante de realizare a unor scheme de detectare;
- *circuitul de ieșire* - pentru circuitele de ieșire unele scheme DRRI vor folosi relee de deconectare (lockout relay) pentru a preveni reanclanșare manuală sau automată a întreruptorului declanșat de DRRI. Alte scheme în schimb, în scopul de a facilita restaurarea (refacerea) rapidă prin comandă la distanță nu utilizează astfel de relee.

Funcția DRRI este o funcție de protecție activată de o comandă de declanșare (mărime logică de tip nivel) primită de la protecțiile maximale de curent [8]:

- 50/51 - *protecție maximală de curent cu acționare instantanee/protecție maximală de curent cu caracteristică de timp inversă*;
- 50N/51N - *protecție maximală de curent homopolar cu acționare instantanee/protecție maximală de curent homopolar cu caracteristică de timp inversă*;
- 46 – *protecție de tensiune de secvență inversă sau dezechilibrarea fazelor*;
- 67/67N – *protecție maximală de curent direcționată/protecție maximală de curent direcționată contra defectelor la pământ*.

În mod normal, întreruptorul, ca urmare a comenzii de declanșare primită de la una dintre protecții, va deschide circuitul și va întrerupe curentul. Dacă întreruptorul nu se deschide, curentul va continua să circule prin circuitul respectiv. După un anumit timp (temporizare DRRI), această funcție va comanda declanșarea întreruptoarelor din amonte (sau/și din aval dacă există riscul alimentării defectului și din aceasta parte), defectul fiind în acest fel izolat.

Astfel, demarajul funcției DRRI este inițiat de semnalul de declanșare de la unul dintre sistemele de protecții proprii circuitului respectiv (Fig.2.3). În ambele cazuri, pe durata unui interval de timp specificat prin temporizarea T, funcția DRRI monitorizează curentul din circuitul respectiv pentru a sesiza întreruperea. Temporizarea DRRI este corelată cu temporizările protecțiilor care comandă declanșarea întreruptorului, în sensul că este mai mare decât acestea (incluzând și un interval de siguranță). Totodată poate să evalueze starea întreruptorului (deschis sau închis) prin citirea informației de tip nivel, primită de la întreruptor (printr-un contact auxiliar de semnalizare a poziției) la una din intrările logice, pentru a stabili deschiderea efectivă a întreruptorului.

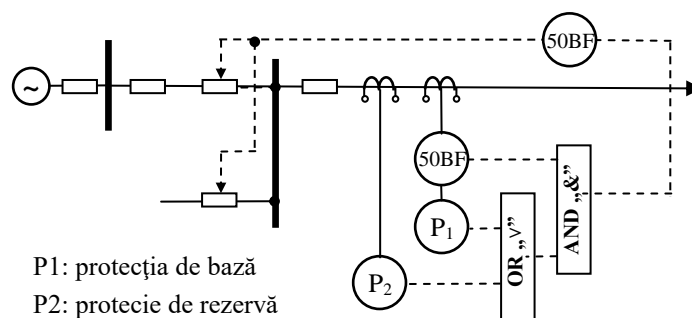


Fig.2.3. Schemă de principiu al protecției cu funcție de declanșare de rezervă la refuz de întreruptor (DRRI).

2.3.2 Cerințe impuse protecțiilor cu DRRI

Având în vedere că funcționarea DRRI va declanșa o serie de întreruptoare adiacente, funcționarea defectuoasă a DRRI are de obicei consecințe severe. În unele cazuri, funcționarea defectuoasă a DRRI poate declanșa căderea în cascadă a sistemului. Pe de altă parte, în cazul în care DRRI nu funcționează, defectul persistă, iar sistemul este în pericol și unele echipamente cum ar fi generatoarele sau transformatoarele pot suferi avarii grave. Prin urmare, o proiectare adecvată a protecțiilor cu DRRI poate preveni funcționarea defectuoasă a acestora din cauza unei simple defecțiuni sau unei erori umane. Este de dorit ca în același timp să fie asigurate atât sensibilitatea cât și siguranța în funcționare prin implementarea DRRI. Oricum, cerințele implementării unei protecții cu DRRI pentru un întreruptor de linie pot fi diferite față de cele impuse în cazul întreruptoarelor asociate generatoarelor, transformatoarelor, reactoarelor sau bateriilor de condensatoare, numite și întreruptoare de grup. O protecție cu DRRI pentru un întreruptor de linie este preferabil să aibă în vedere în primul rând funcționarea sigură, în timp ce în cazul întreruptoarelor grupurilor trebuie avute în vedere în primul rând sensibilitatea și fiabilitatea [7].

2.3.3 Implementarea protecțiilor cu DRRI

În continuare, ținând cont de facilitățile care pot fi implementate, se analizează una dintre posibilitățile de realizare a protecțiilor cu DRRI privind [7]:

- inițierea DRRI (I-DRRI);
- setarea blocului de detectare a defectelor;
- setarea temporizării DRRI (T_{DRRI});
- circuitul de declanșare;
- sistemul de reconfigurare (restaurare) a rețelei;
- transferul direct al declanșării (TDD).

Se consideră că majoritatea întreruptoarelor pe liniile de transport sunt echipate cu protecții cu DRRI dedicate, realizate cu relee digitale dedicate fiecărui întreruptor în parte. Releul include și alte funcții de monitorizare și control: auto reanclanșare, control întreruptor, semnalizări întreruptor, monitorizarea circuitului de declanșare etc.[7]

1) *Inițierea DRRI* este realizată de către toate dispozitivele de protecție/relee care comandă declanșarea întreruptorului, cu excepția declanșărilor de la releele de blocare ale altor protecții cu DRRI. Semnalele de inițiere a DRRI sunt conectate la intrările releului dedicat pentru controlul refuzului întreruptorului (notat cu Q).

2) *Realizarea logicii funcției DRRI* (Fig.2.4), implementată în releul de control întreruptorului, implică prezența a trei componente: detector de curent (50 sau 50N), inițiere DRRI (I-DRRI) și temporizare DRRI (T_{DRRI}). Protecția DRRI este activată pentru declanșare dacă detectorul de curent (50 sau 50N) este acționat în prezența semnalului de inițiere a DRRI. În cazul în care aceste condiții persistă, după expirarea T_{DRRI} , releul de blocare (RD – “LOR – lockout relay”) este declanșat astfel încât permite declanșarea întreruptoarelor adiacente. Tipic T_{DRRI} este setat pentru durate cuprinse între 7 și 15 perioade, putând crește în funcție de tipul întreruptorului și de nivelul tensiunii rețelei. Dacă este cazul, RD inițiază de asemenea semnalul de TDD de comandă la distanță și inhibă semnalul de blocare a schemelor de protecție cu comparație cu blocare direcționată, DCB¹. Pentru liniile la IT, releele locale sunt setate ca rezervă pentru întreruptoarele la distanță (la celălalt terminal). De exemplu, treapta 3 a unei protecții de distanță cu zonă extinsă împreună cu o protecție maximală homopolară (de secvență negativă) de curent utilizate într-o schemă DCB, poate constitui o protecție de rezervă, pentru refuzul de declanșare a întreruptorului din stația la distanță, dacă semnalul de blocare este absent.

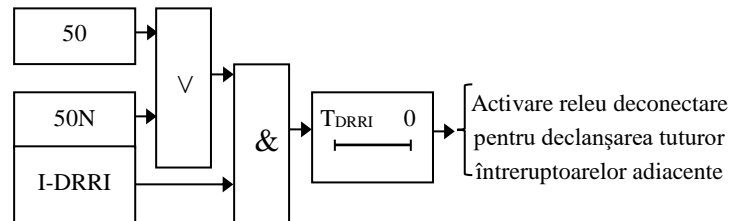


Fig.2.4. Logica DRRI [7].

3) *Posibilitatea de setare a detectorului de defect*, este o facilitate care permite realizarea unui compromis între satisfacerea cerințelor legate de asigurarea sensibilității și simplitatea DRRI. Pentru majoritatea întreruptoarelor, atât protecția 50 cât și 50N, pentru schemele DRRI, sunt setate să pornească la 1 A. Există preocupări privind setări diferite în funcție de defect, astfel încât detectorul DRRI de defect în cazul liniilor să fie suficient de sensibil pentru a detecta defectele interne minime, în timp ce în cazul DRRI pentru blocuri (generator, transformator,

¹ Schema de protecție cu comparație cu blocare direcționată (DCB – “Directional Comparison Blocking”) este cea mai populară schemă de protecție cu canal pilot, implementată pentru a proteja liniile electrice de înaltă tensiune (cum ar fi protecțiile de distanță cu blocare). Această schemă este mult mai sigură decât schemele de declanșare fără autorizare, deoarece aceasta declanșează întrerupătorul chiar și atunci când nu există nici o comunicare de la releul la distanță (la celălalt terminal). Schema interpretează direcția de circulație a puterii la defect discriminând între un defect intern sau extern (în interiorul sau exteriorul zonei supravegheate). Dacă sensul de circulație a puterii, de la toate terminalele liniei, este spre interior defectul este intern. Un defect este extern atunci când direcția de defect la terminal al liniei este spre interior, iar la celălalt terminal este exterior. Schema de protecție trebuie să declanșeze întreruptoarele numai la defecte interne și să blocheze declanșarea în cazul defectelor externe.

reactor, baterii de condensatoare) sensibilitatea detectorului de defect trebuie să fie chiar mai mare pentru a putea detecta defectele cu curenți reduși.

4) *Logica de redeclanșare* presupune ca releul, dedicat pentru declanșarea întreruptorului asociat, să comande declanșarea în urma recepționării semnalului de inițiere a DRRI. Pentru a asigura desensibilizarea față de fenomenele tranzitorii sau perturbatorii, care pot să apară la intrările releului, temporizarea la redeclanșare poate fi reglată la 1 ciclu [7].

5) *În cazul în care DRRI este operațional*, releul care controlează întrerupătorul va comanda releul de deconectare care la rândul său va declanșa și bloca toate întreruptoarele adiacente RD va transmite semnale de DTT și de STOP la distanță. Semnalele de declanșare de la RD nu vor fi folosite pentru inițierea DRRI ale întreruptoarelor adiacente.

În figura 2.5 se prezintă diagrama bloc a unei protecții cu DRRI implementată cu un releu digital.

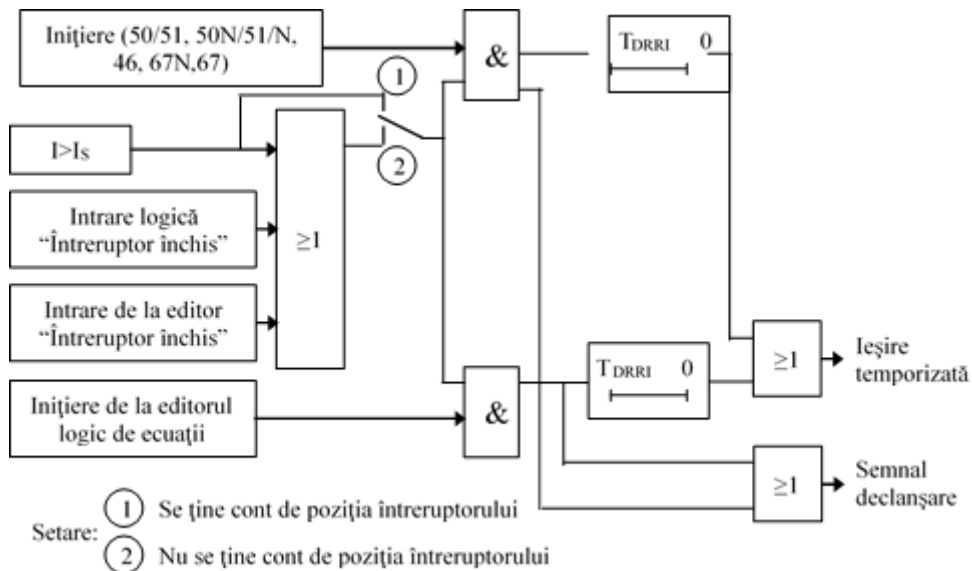


Fig.2.5. Diagrama bloc a unei protecții cu DRRI implementată cu un releu digital [8].

Funcția DRRI este activată de o comandă de declanșare primită de o protecție maximală de curent (50/51, 50N/51N, 46, 67N, 67) și verifică prezența/absența curentului, din circuitul supravegheat, pe o durată de timp stabilită prin temporizarea T.

Funcția DRRI poate lua în considerare și poziția actuală a întreruptorului, determinată prin citirea unei intrări logice. Conectarea la intrarea editorului de ecuații desemnată prin „contact închis” al blocului logic al DRRI, al unui contact auxiliar al întreruptorului normal închis, permite stabilirea efectivă a situației în care se găsește protecția [8]:

- când 50BF este activată prin funcția de protecție 50N/51N (curentul setat $I_{S0} < 0,2I_n$), există posibilitatea ca detectarea pragului setat, eventual, să nu fie operațională;
- când se utilizează un circuit de supraveghere a declanșării (TCS – „trip circuit supervision”), contactul normal închis al întreruptorului este scurtcircuitat, iar intrarea logică corespunzătoare nu mai este operațională..

Activarea automată a acestei funcții de protecție necesită utilizarea funcției logice de control a întrerupătorului. O intrare specifică poate fi de asemenea utilizată pentru a activa protecția de la editorul de ecuații. Această opțiune este utilă pentru adăugarea unor cazuri speciale de activare, de exemplu, declanșare de la o unitate protecție externă. Ieșirea temporizată a protecției poate fi atribuită unei ieșiri logice prin intermediul unei matrice de control. Pornirea și oprirea contorului de timp T sunt condiționate de prezența unui curent peste valoarea setată ($I > I_s$) [8].

În figura 2.6 este exemplificat timingul pentru o astfel de funcție implementată cu un releu digital.

Conform [8], pentru un releu digital SEPAM, temporizarea DRRI este suma următoarelor durate de timp:

- timp de citire a ieșirii preluate de la releul maximal de curent ≈ 10 ms;
- timpul de deschidere al întrerupătorului ≈ 60 ms;
- timpul de suprareglare („overshoot time”) a funcției DRRI = 20 ms;
- pentru a evita declanșarea nedorită a întreruptoarelor din amonte se alege o marjă de siguranță de aproximativ 20 ms.

Astfel, va rezulta o întârziere totală de timp $T = 110$ ms.

În concluzie, protecția de rezervă îndepărtată nu are, întotdeauna, sensibilitatea necesară pentru a detecta defectele unui echipament al rețelei. Pentru asigurarea declanșării de rezervă la refuzul întreruptoarelor comandate de către sistemele de protecție, se va prevedea, de regulă, protecția locală împotriva refuzului de întreruptor (DRRI), în următoarele cazuri:

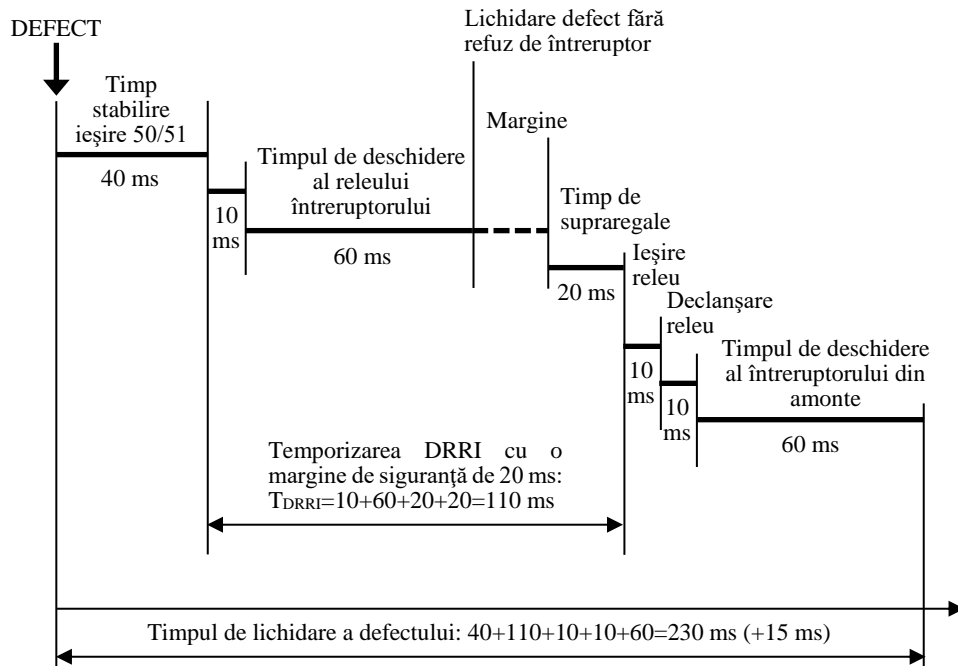


Fig.2.6. Timingul pentru o funcție DRRI implementată cu un releu digital SEPAM [8].

- 1) *Stații de transformare și conexiuni* cu tensiuni de 110 kV și mai mult;
- 2) *Orice transformatoare de putere* prevăzute cu protecție prin relele și întreruptoare pe partea tensiunii superioare, de 110 kV sau mai mult;
- 3) *Stații de medie tensiune*, la întreruptoarele liniilor pentru care nu se poate asigura rezerva îndepărtată;
- 4) *Stație de medie tensiune* la care se conectează linii de racordare a centralelor cu generatoare distribuite sau blocuri generator-transformator (recomandare).

La realizarea protecției împotriva refuzului de întreruptor (DRRI) se vor respecta, de regulă, următoarele cerințe [9]:

- 1) *Pornirea schemei* de DRRI se va asigura de la toate protecțiile care comandă declanșarea întreruptorului respectiv, cu excepția protecțiilor de supratemperatură, suprasarcină, tensiune, frecvență, împotriva pierderii sincronismului;
- 2) *Detectarea refuzului* de întreruptor se va realiza cu elemente sensibile, de curent, cu timp de revenire foarte scurt; dacă este necesar, criteriul de detectare se va completa cu contacte auxiliare ale întreruptorului;
- 3) *Schema de DRRI* va asigura o comandă de declanșare netemporizată („treapta 1” - repetarea declanșării) către același întreruptor de la care a fost inițiată pornirea. Comanda de declanșare se va transmite la ambele dispozitive (electrovalve, electromagneți) de declanșare ale întreruptorului respectiv (dar numai pe faza comandată, în cazul întreruptoarelor prevăzute cu reanclanșare automată monofazată);
- 4) *Schema de DRRI* va asigura o comandă de declanșare trifazată temporizată („treapta 2” - declanșarea de rezervă) către toate întreruptoarele adiacente celui de la care a fost inițiată pornirea. Se admite ca ordinul de declanșare să fie transmis numai la unul dintre cele două dispozitive de declanșare ale fiecărui întreruptor.

În funcție de schema primară, pentru declanșarea de rezervă a întreruptoarelor adiacente se vor utiliza canale de transmisie (teledclanșare fără control local), iar o dată cu comanda de declanșare temporizată (treapta 2), se va asigura și blocarea RAR, în cazul întreruptoarelor prevăzute cu reanclanșare automată. Întreruptoare adiacente sunt considerate acele întreruptoare conectate imediat în amonte de întreruptorul care a inițiat pornirea DRRI, prin care se poate elimina cât mai selectiv posibil defectul din aval.

În stațiile la care se prevăd protecții diferențiale de bare, protecția împotriva refuzului de întreruptor (DRRI) va fi inclusă, de regulă, în relele numerice ale protecției de bare. În celelalte situații, protecția împotriva refuzului de întreruptor va fi integrată ca funcție în unul sau mai multe rele numerice de protecție a echipamentelor stației (protecție „distribuită”).

3 REANCLANȘAREA AUTOMATĂ RAPIDĂ (RAR)

3.1 CONSIDERAȚII GENERALE

Marea majoritate a defectelor au un *caracter pasager*, de exemplu scurtcircuitul prin arc electric produse în rețelele aeriene (acestea reprezintă un procent de 80 ... 90 % din defecte). Apariția unui astfel de defect pe o linie electrică aeriană conduce la deconectarea liniei de către protecții și dispariția tensiunii. Drept urmare, mediul în care s-a produs arcul electric se deionizează, izolația la locul scurtcircuitului se restabilește și linia poate fi repusă imediat în funcțiune.

Nu se poate spune același lucru despre scurtcircuitul apărute în cazul liniilor electrice în cablu, unde *procentul defectelor trecătoare* este de numai 2 ... 5% din total, restul fiind defecte permanente, produse prin deteriorarea izolației.

Observațiile de mai sus au condus la ideea efectuării unei manevre, potrivit căreia, la producerea unui defect linia să fie scoasă de sub tensiune prin declanșarea întreruptoarele aferente liniei (pentru un interval de timp suficient de mare astfel încât să permită stingerea arcului electric, dar suficient de mic astfel încât să nu afecteze în mod semnificativ funcționarea consumatorilor) și apoi reconectată prin reanclanșarea întreruptoarelor. Manevra a primit denumirea de *reanclanșare rapidă*:

- În condițiile efectuării manevrei manual, de către personalul de deservire al instalației sau de către dispecer (în cazul instalațiilor fără personal), există pericolul unor întârzieri prea mari la restabilirea funcționării normale a liniei. Aceste întârzieri au consecințe negative pentru funcționarea consumatorilor, motiv pentru care au fost concepute dispozitive automate de reanclanșare rapidă;
- Executată automat, manevra poartă denumirea de *reanclanșare automată rapidă (RAR)*.

Conform prescripțiilor de amenajare și exploatare a instalațiilor electroenergetice, este obligatorie echiparea cu dispozitive de RAR a liniilor electrice aeriene sau mixte (în cablu + aeriene) cu tensiune **peste 20 kV** și lungime **mai mare de 5 km**. De asemenea, se recomandă utilizarea dispozitivelor de RAR în instalațiile cu tensiune nominală **peste 1 kV**, dacă acest lucru se justifică. Datele statistice indică o eficiență ridicată a reanclanșării automate rapide în cazurile de declanșare a liniilor aeriene (60 ... 90 %).

3.2 FUNCȚIONAREA DISPOZITIVELOR DE RAR. SCHEMA BLOC

Funcționarea unui dispozitiv de RAR este ciclică, un ciclu cuprinzând următoarea succesiune de operații:

- Pornirea dispozitivului de RAR, care se poate face în două moduri:
 - ✓ prin necorespondență între poziția întreruptorului considerat și cea a cheii de comandă;
 - ✓ printr-o comandă primită de la protecțiile prin releu;
- Verificarea condițiilor necesare pentru reanclanșarea întreruptorului;

- *Temporizare* (t_{rar});
- *Comanda de reanclanșare* a întreruptorului.

Deci, un ciclu de RAR reprezintă totalitatea operațiilor, desfășurate din momentul declanșării întreruptorului și până la reanclanșarea sa, putând fi descris printr-o succesiune de operații, **Declanșare – Întrerupere** (pauză) – **Reanclanșare**, astfel încât:

- *dacă defectul a fost lichidat la sfârșitul ciclului* de rar linia va continua să funcționeze în condiții normale;
- *dacă defectul persistă* protecția prin relee va comanda o nouă declanșare a liniei. în această situație, dispozitivul de rar poate să repete ciclul (situația dispozitivelor de RAR cu mai multe cicluri) sau rămâne blocat, linia fiind deconectată definitiv.

În figura 3.1 este prezentată schema bloc a unui dispozitiv cu un singur ciclu de RAR, în care:

- *blocul de control* are rolul de a confirma declanșarea întreruptorului, Q, prin verificarea absenței tensiunii la bornele dinspre linie a întreruptorului (transformatorul de tensiune TT₂) și menținerea sincronismului tensiunilor (măsurare tensiune pe bara B – transformatorul de tensiune TT₁);
- *blocul temporizator* asigură timpul de RAR reglat, t_{temp} ;
- *blocul de comandă și execuție* asigură comanda de reanclanșare condiționat de unele blocaje și coordonări.

Criteriul alegerii numărului de cicluri de RAR este eficiența. Eficiența RAR este apreciată:

- pe de o parte, prin *numărul de reanclanșări reușite*;

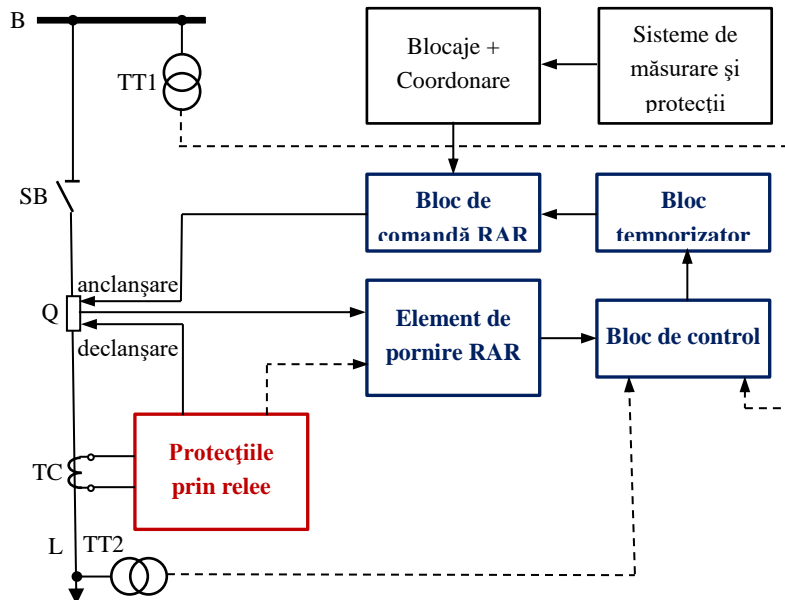


Fig.3.1. Schema bloc a unui dispozitiv de RAR [3,10,11].

➤ pe de altă parte, prin numărul motoarelor asincrone, care în intervalul de întrerupere scurt s-au *autopornit*², rămânând astfel în funcțiune.

Pentru două cicluri de RAR succesiunea operațiilor este $D - I_1 - R - D - I_2 - R$, iar în cazul a trei cicluri este descrisă prin $D - I_1 - R - D - I_2 - R - D - I_3 - R$.

S-a demonstrat statistic faptul că repetarea RAR, respectiv introducerea celui de al doilea și al treilea ciclu, are o eficiență scăzută (5 ... 10 % ciclul al doilea și maximum 3% ciclul al treilea).

De asemenea, un dezavantaj al ciclurilor multiple de RAR îl constituie uzura prematură a întreruptoarelor. În aceste condiții, cel mai des utilizate sunt dispozitivele de RAR cu un singur ciclu, în timp ce, cele cu trei cicluri se folosesc doar în cazuri speciale.

3.3 TIMPUL DE RAR (t_{RAR})

Timpul cât linia L rămâne fără tensiune este dictat în principal de temporizarea reglată a modului temporizator, se numește timp sau pauză de RAR și se notează cu t_{RAR} . Pauza de RAR are un dublu rol:

- pe de o parte, de a asigura scoaterea de sub tensiune a liniei un interval de timp suficient de mare, astfel încât defectul să dispară, dar suficient de mic pentru a afecta într-o măsură cât mai redusă funcționarea consumatorilor;
- pe de altă parte, previne reanclanșările succesive ultrarapide, care ar putea provoca fenomene nedorite la nivelul întreruptorului.

Timpul de RAR trebuie să satisfacă următoarele cerințe:

- să asigure timpul necesar deionizării mediului la locul defectului;
- să asigure un interval de timp suficient de mare, din momentul scoaterii de sub tensiune a liniei, astfel încât defectul să poată să dispară;
- intervalul de pauză trebuie să fie suficient de mic pentru a nu afecta într-o măsură semnificativă funcționarea consumatorilor;
- prin durata lui trebuie să asigure prevenirea reanclanșărilor succesive ultrarapide, care ar putea provoca fenomene nedorite la nivelul întreruptorului. Evitarea reanclanșărilor succesive ultrarapide este motivul pentru care temporizarea dispozitivului de RAR nu poate fi zero.

Timpul necesar deionizării mediului, t_{di} , la locul defectului depinde de mai mulți parametri printre care: tensiunea instalației și felul întreruperii, mono sau trifazate (Fig.3.2). Curbele de variație $t(U)$, din figura 3.2, au fost obținute experimental [12].

² În cazul scurtcircuitelor în rețeaua de alimentare, tensiunea scade mult, deci turația motoarelor scade și datorită creșterii alunecării curentul absorbit crește (dacă tensiunea scade foarte mult pe o durată mai lungă de timp, motoarele se opresc). După izolarea defectului, tensiunea se restabilește în rețeaua de alimentare, iar motoarele, care au funcționat cu o turație redusă sau chiar s-au oprit (fără să fi fost deconectate) se accelerează fără intervenția personalului (în timpul acestui proces curentii absorbiți de motor depășesc valoarea nominală, însă nu sunt periculoși, pentru că procesul durează un timp scurt). *Autopornirea* reprezintă proprietatea motoarelor asincrone de a porni sau de a-și mări turația până la valoarea nominală, la revenirea tensiunii după eliminarea unui scurtcircuit din rețeaua de alimentare. Ea este posibilă atât la motoare cu rotor în scurtcircuit, cât și la cele cu rotor bobinat.

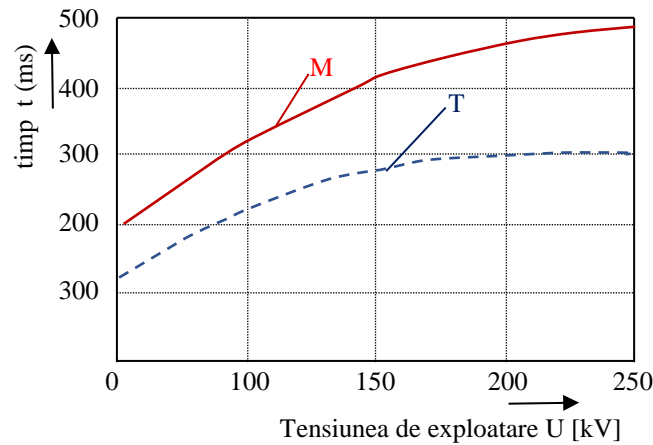


Fig.3.2. Timpul de deionizare necesar la R.A.R.: M – R.A.R. monofazat; T – R.A.R. trifazat.

Timpul de deionizare în cazul RAR-ului monofazat este mai mare decât în cazul celui trifazat aceasta explicându-se prin influența cuplajului capacitiv al fazelor sănătoase rămase sub tensiune după declanșarea fazei defecte prin comanda de la RAR-ul monofazat. În acest caz spațiul ocupat de arcul electric este și sub influența electromagnetică a celorlalte faze fără defect, astfel încât deionizarea canalului de arc se face mai încet având drept rezultat creșterea duratei de deionizare.

Motoarele care acționează utilaje importante, pot funcționa cu autopornire. Acestea nu se deconectează de la rețea la scăderea sau dispariția tensiunii. La restabilirea acesteia motorul autopornește, dacă cuplul electromagnetic dezvoltat de motor, corespunzător valorii la care a scăzut turația pe durata întreruperii sau scăderii tensiunii, depășește cuplul rezistent.

Astfel, timpul de RAR nu trebuie să fie prea mare pentru a nu periclita continuitatea alimentării consumatorilor și autopornirea motoarelor asincrone alimentate de la acele faze.

Pentru durata pauzei de RAR se indică valorile din tabelul 3.1, valori care au fost stabilite experimental.

Se poate afirma că reconectarea este utilă pentru liniile de transport, la tensiuni de 220 kV și 400 kV, doar dacă durata scurtcircuitului este (0,1...0,2) s. De exemplu, din punctul de vedere al stabilității tranzitorii a sistemului electroenergetic o deconectare a protecției de distanță în treapta a II - a face inutilă reconectarea.

Tabelul 3.1 Durata pauzei de RAR [13].

U_n [kV]	20	110	220	400	Probabilitate de reușită
Durata pauzei de RAR [s]	0,06	0,11	0,27	0,4	50%
	0,08	0,16	0,35	0,5	95%

3.4 PARTICULARITĂȚI ALE UTILIZĂRII DISPOZITIVELOR DE RAR

Anumite particularități ale utilizării dispozitivelor de RAR sunt determinate de structura rețelei din care face parte linia ale cărei întreruptoare sunt echipate cu astfel de dispozitive, ditingându-se astfel:

1) *Cazul liniilor radiale:*

- dispozitivul de RAR funcționează conform celor arătate în paragraful 3.2;
- timpul de RAR include temporizarea dispozitivului de RAR (timpul reglat de RAR), t_{temp} și timpul propriu de anclanșare al întreruptorului t_{ai} , fiind necesar să satisfacă condiția

$$t_{RAR} = t_{temp} + t_{ai} > t_{di}, \quad (3.1)$$

respectiv să fie cât mai mic posibil dar mai mare decât timpul necesar de ionizării atmosferei la locul de defect;

- timpul total de întrerupere a alimentării consumatorilor, notat cu t_{int} , rezultă prin însumarea următoarelor durate (așa cum rezultă de altfel și din analiza diagramelor de operare din figurile 3.3, respectiv 3.4):

- ✓ timpul de acționare al protecțiilor prin relee, t_{PR} ;
- ✓ timpul de declanșare al întreruptorului, t_{di} ;
- ✓ timpul de RAR, t_{RAR} , astfel

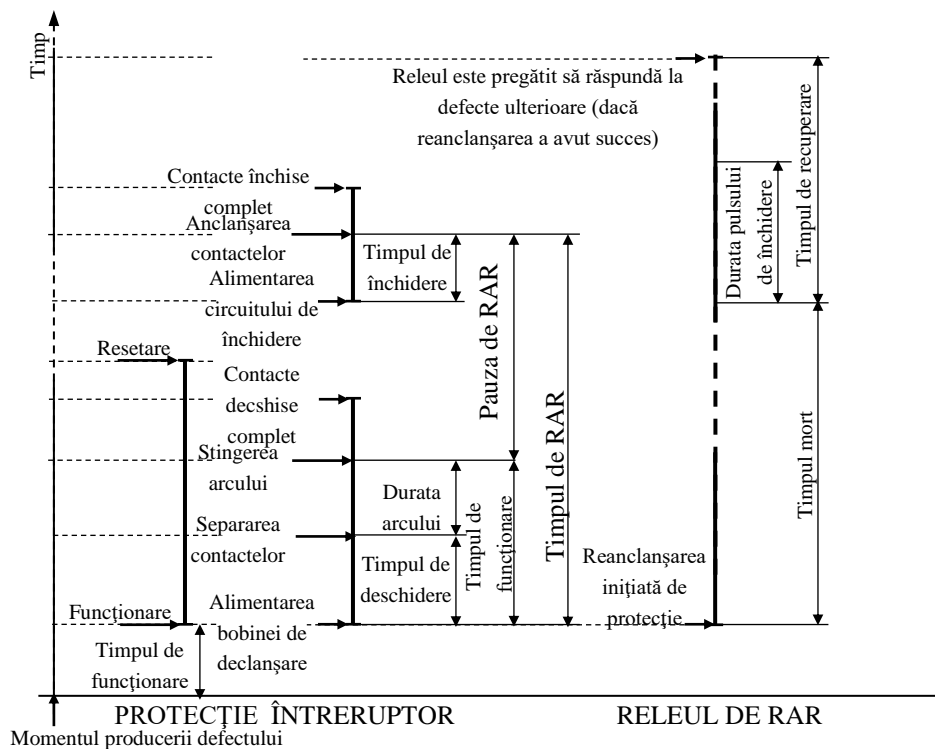


Fig.3.3. Operarea unui ciclu de RAR pentru un defect pasager [13].

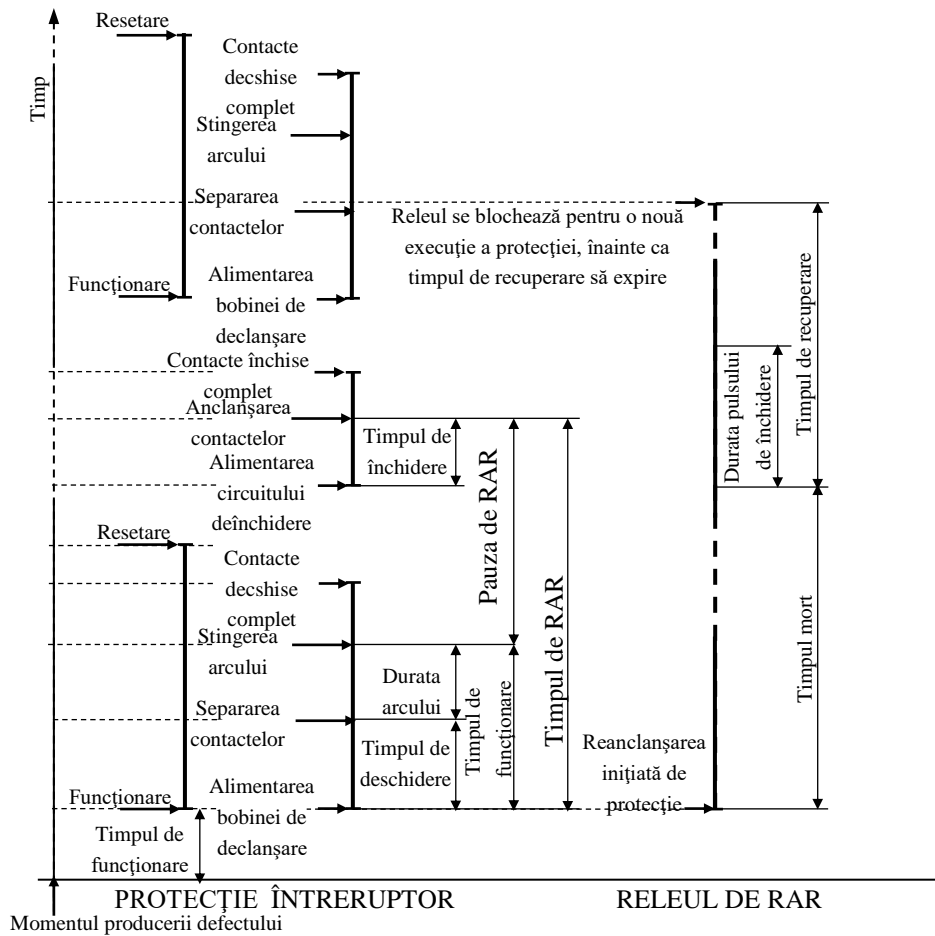


Fig.3.4. Operarea unui ciclu de RAR pentru un defect permanent [13].

$$t_{ii} = t_{PR} + t_d + t_{RAR}; \quad (3.2)$$

2) *Cazul liniilor cu alimentare de la ambele capete:*

- la stabilirea timpului reglat, t_{temp} , se ține seama de diferența dintre momentele deconectării celor două capete ale liniei, t_{dif} , (t_{dif} reprezintă practic timpul cât defectul continuă să fie alimentat de la unul din capete);
- scoaterea liniei de sub tensiune și deci asigurarea condițiilor pentru dispariția defectului, presupune declanșarea simultană a două întreruptoare (Fig.3.5);

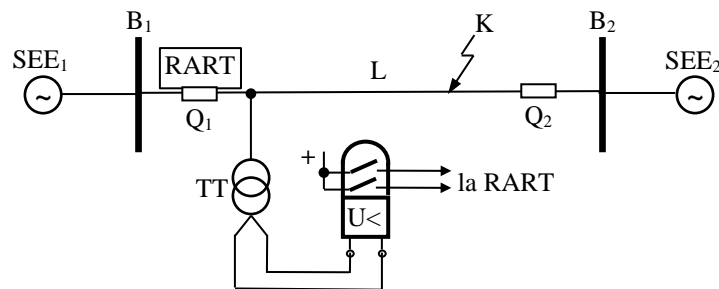


Fig.3.5. Schema electrică de principiu pentru aplicarea RAR în cazul liniilor trifazate cu alimentare de la ambele capete [6].

➤ reconectarea liniei necesită verificarea păstrării, pe durata pauzei de RAR, a sincronismului între barele de la cele două capete. În consecință, pe parcursul unui ciclu de RAR, blocul de control (Fig.3.1) trebuie să verifice faptul că:

✓ ambele întreruptoare au fost declanșate. Controlul declanșării ambelor întreruptoare se face măsurându-se tensiunea la bornele dinspre linie ale întreruptorului respectiv. Schema din figura 3.5 exemplifică controlul prezenței tensiunii pe linie la ieșirea întreruptorului Q_1 cu ajutorul transformatorului de tensiune TT și a releului minimal de tensiune $U<$;

✓ sistemul nu s-a separat în părți distincte cu funcționări nesincrone. Această verificare se face numai dacă se consideră posibilă o asemenea situație, respectiv când numărul liniilor de interconexiune între punctele terminale, reprezentând cele două capete ale liniei considerate, este mai mic sau egal cu trei.

Pentru o mai bună înțelegere a modului în care trebuie să funcționeze RAR, în cazul liniilor cu alimentare bilaterală, se consideră rețeaua buclată din figura 3.6 [6]. Rețeaua conține trei linii L_1 , L_2 și L_3 , ale căror întreruptoare, $Q_1 \dots Q_6$, trebuie echipate cu dispozitive de RAR trifazat (RART).

În cazul unui scurtcircuit în punctul K, pe linia L_1 , vor fi declanșate de protecțiile aferente întreruptoarele Q_1 și Q_2 .

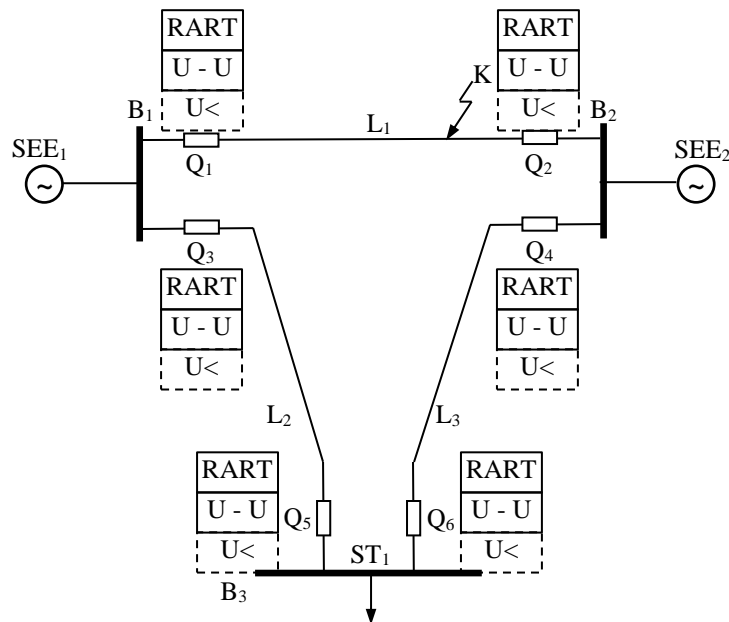


Fig.3.6. Schema electrică de principiu pentru aplicarea RAR în cazul unei rețele buclate [1].

Linia L_1 va putea fi reconectată de la ambele capete numai în situația în care pe durata pauzei de RAR și întreruperii liniei L_1 s-a menținut sincronismul dintre sursele SEE_1 și SEE_2 prin liniile L_2 și L_3 . Pentru a se putea verifica îndeplinirea acestor condiții, schema se completează cu următoarele aparate:

➤ la întreruptorul Q_1 , cu un releu minimal de tensiune alimentat cu o tensiune proporțională cu tensiunea liniei L_1 , care să nu permită executarea ciclului de RAR (reanclanșarea întreruptorului Q_1) decât dacă linia nu este sub tensiune, respectiv dacă și întreruptorul Q_2 de

la celălalt capăt al liniei a fost declanșat - controlul lipsei tensiunii și implicit al faptului că ambele întreruptoare au fost declanșate. Îndeplinirea condiției face ca, după timpul de RAR, dispozitivul de RAR aferent întreruptorului Q_1 să comande (re)anclanșarea acestuia;

➤ la întreruptorul Q_2 , cu un releu pentru controlul sincronismului, care verifică dacă sursele SE_1 și SE_2 și-au păstrat funcționarea sincronă (monitorizând tensiunile pe barele B_1 și B_2). Dacă condiția de sincronism este satisfăcută, dispozitivul RAR aferent lui Q_2 comandă (re)anclanșarea întreruptorului, restabilindu-se astfel funcționarea normală a liniei L_1 .

3) *Cazul liniilor paralele alimentate la ambele capete:*

➤ RAR solicită și în cazul liniilor cu dublu circuit, verificările referitoare la lipsa tensiunii și sincronism (Fig.3.7);

➤ elementele suplimentare care intervin în schemă sunt:

✓ un releu minimal de tensiune, pentru controlul lipsei tensiunii pe linie, la un capăt al liniei;

✓ un releu de control al curentului pe linia vecină, la celălalt capăt, conectat la transformatoarele de curent aferente liniilor L_1 , L_2 ;

✓ dacă la declanșarea unei linii, cea de a doua linie rămâne în funcțiune, se consideră că sistemul va continua să funcționeze sincron;

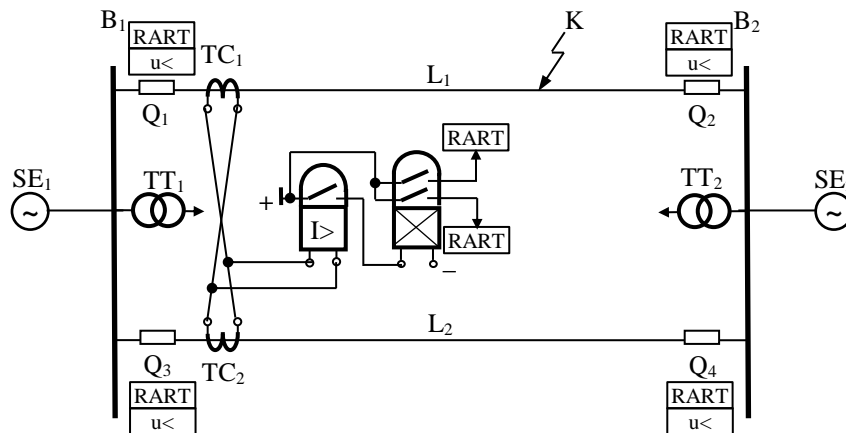


Fig.3.7. Schema electrică de principiu pentru aplicarea RAR în cazul unei linii duble, alimentată de la ambele capete [3].

➤ schema prezintă dezavantajul insensibilității releului de curent, RC, la valori reduse ale curentului de sarcină pe linia paralelă.

În concluzie, pentru schemele de RAR aferente liniilor cu alimentare de la ambele capete, se pot face următoarele observații:

➤ *Schemele trebuie să verifice că:*

✓ linia a fost declanșată;

✓ sistemul nu s-a separat în părți distincte, cu funcționare asincronă;

➤ *La un capăt al liniei se face o singură verificare, așadar, dacă la un capăt al liniei s-a verificat lipsa tensiunii, la celălalt capăt se va controla sincronismul surselor și invers;*

- *Întreprătorul aflat la capătul liniei* la care se verifică lipsa tensiunii este cel mai solicitat, deoarece el poate reanclanșa pe defect (fiind forțat să întrerupă pentru a doua oară, succesiv, un curent de scurtcircuit);
- *Pentru exploatarea în condiții identice a celor două întreruptoare*, dispozitivele de RAR de la ambele capete ale liniei vor fi însoțite, fiecare, de un releu minimal de tensiune și un releu de control al sincronismului, utilizate în schemă alternativ.

În practică, măsurarea tensiunii pe bare se face cu ajutorul transformatoarelor de tensiune din celulele de măsură ale stațiilor sau centralelor, iar măsurarea tensiunii pe linii cu ajutorul unor divizoare de tensiune capacitive realizate fie:

- pe izolatorul sau o flanșă izolantă a întreruptorului;
- direct pe elementele lanțului de izolare de pe linie;
- cu ajutorul condensatoarelor de cuplaj pentru instalația de curenți purtători (de înaltă frecvență) etc.

Precizia asigurată de aceste divizoare capacitive este suficientă verificărilor solicitate de RAR. De asemenea, aceste divizoare de tensiune pot alimenta alte elemente ale schemei, cum ar fi releul de control al sincronismului și releul minimal de tensiune.

3.5 CLASIFICAREA DISPOZITIVELOR DE RAR

Dispozitivele RAR se pot clasifica din mai multe puncte de vedere [11,12,13]:

1. *Din punct de vedere al timpului de întrerupere a alimentării liniei pe durata unui ciclu*, schemele de RAR se clasifică în:

- scheme RAR ultrarapide, având $t_{RAR} \in [0,05 \div 0,15] s$;
- scheme RAR rapide, cu $t_{RAR} \in [0,15 \div 1,5] s$;
- scheme RAR lente, având $t_{RAR} > 1,5 s$;

2. *După numărul fazelor reconectate* se deosebesc sisteme:

- RAR trifazat (RART) în care dispozitivul de RAR comandă reanclanșarea tuturor fazelor și este prevăzut pentru orice tip de scurtcircuit în rețele având tensiunea nominală $U_n \leq 110 kV$;
- RAR monofazat (RARM) în care dispozitivul RAR comandă reanclanșarea numai a unei faze pe liniile din rețele cu neutrul legat direct la pământ, la care protecția prin releu a selectat și deconectat numai faza cu punere la pământ. RARM va fi prevăzut la rețele cu $U_n \leq 220 kV$, cu precizarea că scurtcircuitele monofazate vor fi deconectate și reanclanșate monopolar iar scurtcircuitele polifazate vor fi declanșate tripolar, definitiv (fără reanclanșare automată). Se admite RARM și la defecte bifazate fără pământ. În cazul defectelor persistente, după prima reanclanșare, declanșarea va fi trifazată și de regulă definitivă;
- RAR mono/trifazată (RARMT) la care scurtcircuitele monofazate vor fi deconectate și reanclanșate monofazat, iar cele polifazate deconectate trifazat și reanclanșate prin RART. RARMT va fi realizat cu un singur ciclu și se prevăd tot la rețele cu tensiunea $U_n \leq 220 kV$. Se admite reanclanșare automată multiplă (cu dublu ciclu), cel de al doilea ciclu, lent, fiind întotdeauna trifazat;

3. După numărul acționărilor, se deosebesc sisteme de:

- RAR simplu, cu o singură acționare (cu un ciclu), care este cel mai răspândit;
- RAR multiplu (sau RAR cu acțiune repetată), cu două sau mai multe cicluri, care poate fi întâlnit pe liniile pe care apar multe supratensiuni atmosferice. RAR multiplu (de obicei dublu) se va prevedea la linii radiale cu alimentare de la un singur capăt. În figura 3.8 se prezintă schema simbolică a unui RAR dublu (cu două cicluri). Dacă la dispozitivele RAR cu un singur ciclu t_{RAR} depinde de tensiunea liniei (tabelul 3.1), la relele RAR cu dublu ciclu se poate preciza faptul că:

- ✓ pentru primul ciclu se adoptă timpii prevăzuți la punctul 1;
- ✓ pentru cel de al doilea ciclu, numit și ciclu lent (RAL), pe baza experienței exploatare, se admite $t_{RAR} \in [15 \div 20] s$;

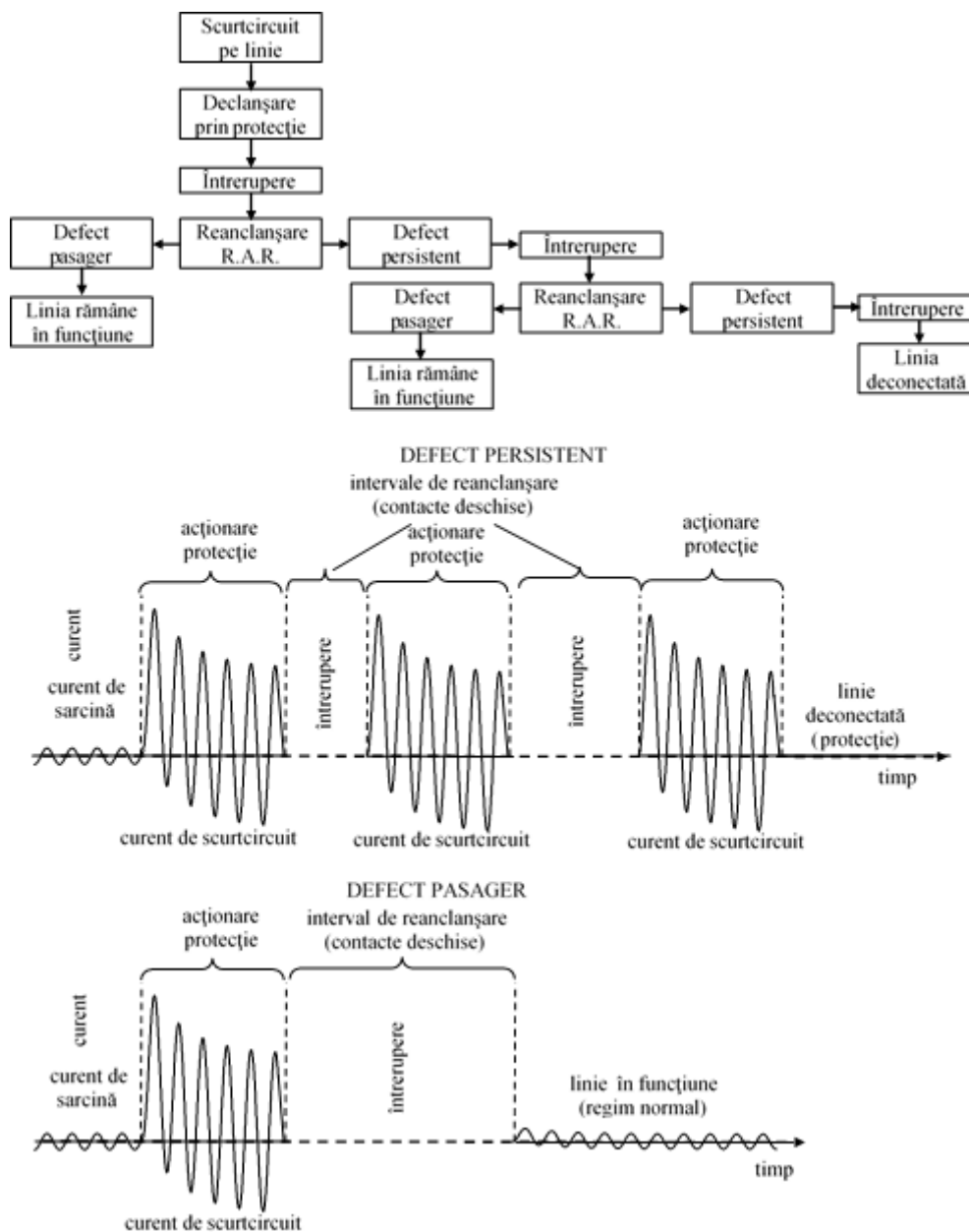


Fig.3.8. RAR cu două cicluri.

4. După principiul de funcționare al schemei de RAR se deosebesc:

- scheme RAR mecanice, care se aplică în general întreruptoarelor prevăzute cu comandă manuală și care folosesc pentru reanclanșare energia înmagazinată în greutatea ridicată la anumite înălțimi sau în resoarte. Se întâlnesc doar la joasă tensiune;
- scheme RAR electrice, care se aplică numai liniilor prevăzute cu întreruptoare comandate electric. Se întâlnesc fie în variante cu relee clasice fie în variante cu relee numerice (trifazate sau monofazate) și se aplică întreruptoarelor cu comandă de la distanță cu dispozitive de acționare solenoidale sau pneumatice;

5. După modul de pornire al dispozitivului de RAR există dispozitive de:

- RAR cu pornire prin necorespondența între poziția cheii de comandă și poziția întreruptorului (Fig.3.9);
- RAR cu pornire prin impuls de la protecția prin relee care declanșează întreruptorul de linie (Fig.3.10);

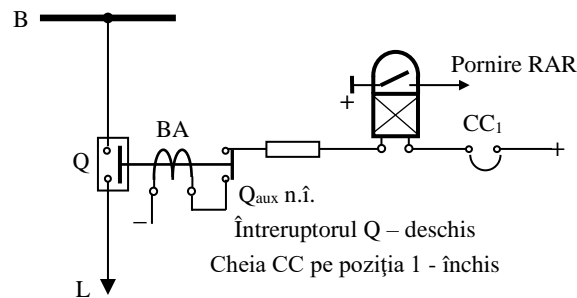


Fig.3.9. RAR cu pornire prin necorespondența între poziția cheii de comandă și poziția întreruptorului.

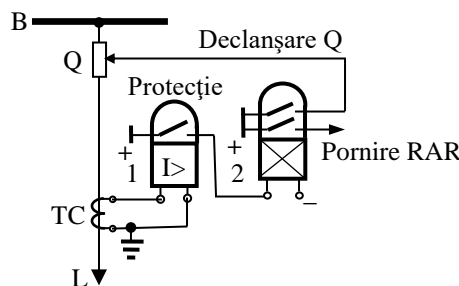


Fig.3.10. RAR cu pornire prin impuls de la protecția prin relee.

6. Din punctul de vedere al readucerii în poziția de funcționare (de revenire) a schemei RAR, se deosebesc:

- scheme de RAR cu revenire manuală, la care intervenția personalului de exploatare este necesară după fiecare funcționare a RAR pentru a readuce schema în poziția de lucru;
- scheme de RAR cu revenire automată, la care schema RAR revine automat în poziția de lucru, după un anumit timp de la acționare;

7. După modul execuției a comenzii de reanclanșare a întreruptorului există :

- RAR simplu, fără restricții;
- RAR cu restricționări determinate de controlul absenței tensiunii, controlul revenirii tensiunii de la capătul opus și păstrarea sincronismului între tensiuni ;

8. Din punctul de vedere al coordonării RAR cu protecția prin rele se deosebesc următoarele tipuri de rele:

- scheme RAR necoordonate (care sunt cele mai utilizate);
- scheme RAR coordonate, care la rândul lor sunt de două tipuri:
 - ✓ scheme RAR cu accelerarea funcționării protecției înainte de funcționarea RAR (Fig.3.11), în care caz prima declanșare se face rapid, dar neselectiv pentru întreaga zonă protejată, iar dacă defectul persistă după acționarea RAR, protecția acționează selectiv;
 - ✓ scheme de RAR cu accelerarea funcționării protecției după funcționarea RAR, în care caz în schema din figura 3.11 releul 4 va avea contactul superior normal deschis. În ultimul caz prima declanșare se face temporizat, iar dacă defectul persistă după funcționarea RAR protecția acționează rapid pentru întreaga zonă protejată. Automenținerea releului 4 este necesară pentru evitarea acționării neselective după reanclanșare, în caz de defect persistent.

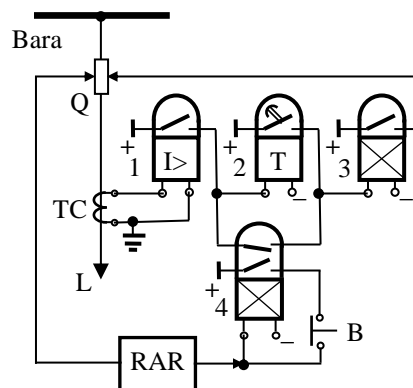


Fig.3.11. Schemă de RAR cu protecția accelerată înainte de funcționarea RAR.

Din considerente de rapiditate în deconectarea alimentării unui scurtcircuit este evident că se optează pentru scheme de RAR coordonate cu protecția prin rele.

În vederea unificării soluțiilor proiectate, în rețelele cu $U_n \leq 220$ kV, se vor prevedea echipamente care să permită alegerea, de regulă prin comutator, a oricăruia dintre regimurile RART, RARM, RARMT.

În cazul defectelor evolutive, adică apariția unui al doilea defect, în pauza de RARM, după eliminarea primului defect, se recomandă asigurarea declanșării trifazate definitive (cu blocarea reanclanșării automate).

În cazul schemelor primare poligonale sau cu $1\frac{1}{2}$ - 2 întreruptoare pe circuit se recomandă să se prevadă două funcții active de RAR asociate fiecărui întreruptor.

3.6 DISPOZITIVE DE REANCLANȘARE AUTOMATĂ RAPIDĂ

3.6.1 Dispozitiv de reanclanșare automată rapidă cu acțiune trifazată (RART)

În [6] este prezentată schema electrică de principiu a unui dispozitiv de RAR cu declanșare definitivă trifazată, cu un singur ciclu, cu pornire prin necorespondență între poziția întreruptorului și poziția cheii de comandă, cu revenire automată și cu acționare rapidă (Fig.3.12). Notațiile care s-au folosit sunt următoarele:

- S – cheia de comandă;
- K₁ și K₂ rele intermediare cu două înfășurări, una de curent și una de tensiune;
- K - releu intermediar normal;
- KT – releu de timp.

Funcționarea dispozitivului se realizează în următorii pași:

- 1) La declanșarea întreruptorului, se închide contactul auxiliar Q₂ al acestuia și se excită releul K (circuitul 13, serie cu bobina de anclanșare KA și cu rezistența R4);
- 2) Releul K închide prin contactul 1S (închis când cheia de comandă a întreruptorului se găsește în poziția închis) circuitul releului de timp KT;

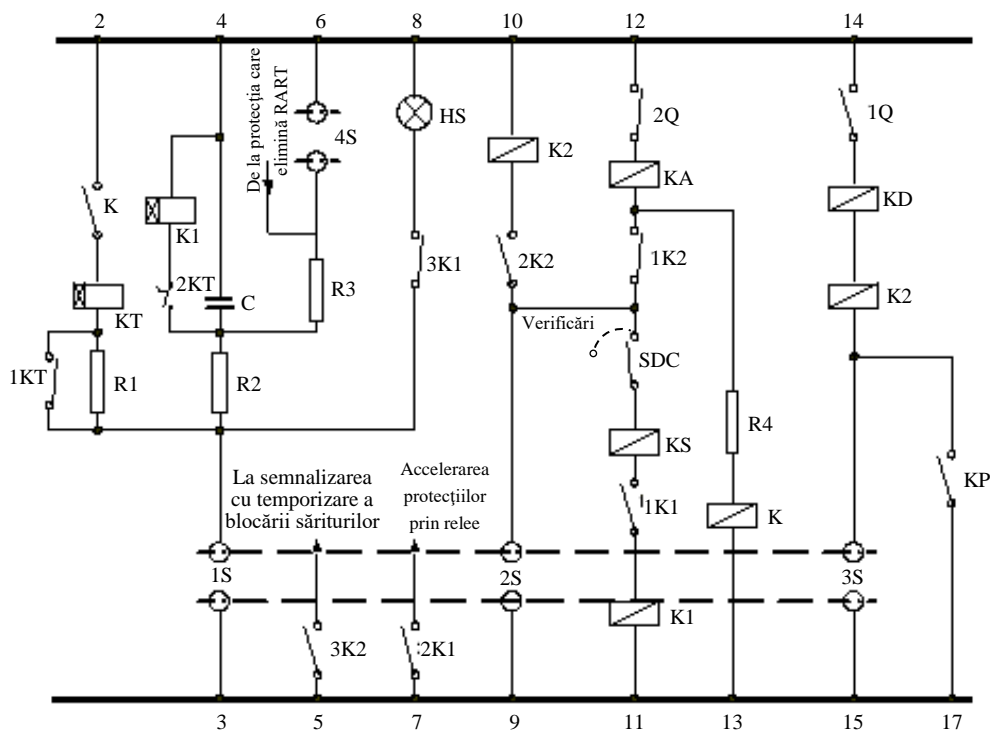


Fig.3.12. Schema electrică de principiu a unui dispozitiv de RAR trifazat.

- 3) Releul KT își închide contactul 2KT cu o temporizare reglată între 0,5 ... 1 s și astfel, condensatorul C se descarcă pe înfășurarea de tensiune a releului K₁;

- 4) Releul K1 își închide contactul 1K1, se autoreține (se prelungeste impulsul) prin bobina serie a releului K1 (circuitul 11) și comandă anclanșarea întreruptorului (excită contactorul KA);
- 5) În serie cu circuitul de anclanșare este montat un releu clapetă (de semnalizare), cu două poziții, KS, care semnalizează funcționarea RART, și un dispozitiv de deconectare SDC care permite scoaterea dispozitivului din serviciu, pentru verificări;
- 6) Contactul 1KT al releului de timp se deschide instantaneu la excitarea releului și introduce în circuit rezistența R1 cu rolul de a mări stabilitatea termică a releului;
- 7) Releul K2 are rolul de a bloca întreruptorul la sărituri. La declanșarea întreruptorului prin protecție (se închide contactul KP și se excită bobina de declanșare KD) sau prin contactul 3S al cheii de comandă, releul K2 primește un impuls datorită excitării înfășurării sale de curent (circuitul 15 - 16) și determină închiderea contactului 2K2 și deschiderea contactului 1K2. În cazul transmiterii plusului la KA, fie prin contactul 2S, fie prin sudarea contactului 1K1, releul K2 se autoreține prin bobina sa de tensiune și contactul 2K2, iar contactul 1K2 rămâne deschis, împiedicând o nouă anclanșare a întreruptorului (în caz că scurtcircuitul persistă, protecția menține impulsul de decanșare);
- 8) Rezistența R2 din circuitul condensatorului C determină o anumită temporizare a încărcării acestuia (Fig.3.13).

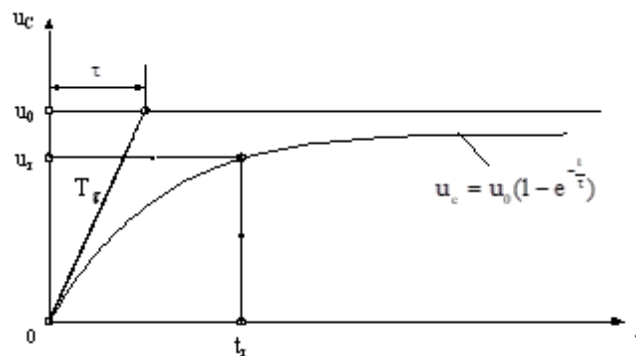


Fig.3.13. Evoluția tensiunii pe condensatorul C, din schema dispozitivului de RART.

Tensiunea la bornele condensatorului variază după relația:

$$u_C = U_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right), \quad (3.3)$$

unde $\tau = R_2 \cdot C$. Dacă U_r este tensiunea minimă de acționare a releului K1 (la care își închide contactele), timpul necesar pentru ca tensiunea pe condensator să atingă această valoare operativă (sau altfel spus timpul necesar ca RART să devină operational, să se rearmeze) se determină cu relația:

$$t_r = \tau \cdot \ln \frac{U_0}{U_0 - U_r} = R_2 \cdot C \cdot \ln \frac{U_0}{U_0 - U_r}, \quad (3.4)$$

timp care se mai numește și timp de autorevenire al schemei RART în poziția gata pentru o nouă funcționare;

9) Dacă, după prima reanclanșare, protecțiile prin relee declanșează din nou întreruptorul (defectul este persistent), releul K se excită din nou, închide circuitul releului de timp KT; se închide contactul 2KT și se șuntează condensatorul C, care se descarcă prin înfășurarea releului K1. Acesta nu se va putea excita, deoarece valoarea timpului de la descărcarea condensatorului, datorită primei anclanșări, este cu mult inferioară valorii operationale. Schema lucrează pentru orice defecte sesizate de către protecția prin relee, la declanșări intempestive sau manuale nedorite;

10) În cazul unei declanșări repetate (reanclanșarea nereușită urmată de declanșare), releul K se excită inutil, deoarece prin contactul 1S se întrerupe alimentarea RART iar prin contactul 4S, care se închide, condensatorul C se descarcă pe rezistența R3. În paralel cu 4S se conectează contactele protecțiilor care trebuie să comande eliminarea RAT (de exemplu protecția barelor colectoare; la declanșarea prin protecția barelor a unui întreruptor de linie, nu trebuie permisă reanclanșarea acestuia, deoarece un defect pe barele colectoare nu este trecător);

11) Lampa de semnalizare HS este aprinsă când schema este pregătită pentru funcționare și se stinge la blocarea funcționării dispozitivului, la sudarea contactelor releului de ieșire K1 sau, la arderea siguranțelor. Releul de blocare contra săriturilor întreruptorului mai are un contact 3K2, care se închide, semnalizând temporizat blocarea schemei;

12) Prin contactul 2K1 se transmite impulsul la dispozitivul pentru accelerarea protecției prin relee (dispozitivul RART este coordonat cu protecția prin relee). Schema este flexibilă și se poate adapta pentru funcționarea dispozitivului cu ciclu dublu (două reanclanșări).

Schema prezentată în figura 3.14 completează schema dispozitivului de RART astfel încât să poată fi utilizat pentru linii alimentate la ambele capete. Circuitul introduce suplimentar un releu pentru controlul sincronismului KCS și un releu de tensiune maximă KV pentru controlul tensiunii de linie.

Dacă pe linie nu este tensiune, deci întreruptorul de la celălalt capăt nu a fost reanclanșat, releul KV este dezexcitat, releul KCS, alimentat la o singură înfășurare, va fi excitat, iar releul intermediar K3 este dezexcitat. În momentul apariției tensiunii, contactul 1KV se închide și se stabilește circuitul 2 - 3. Când tensiunile nu sunt sincrone, releul KCS rămâne excitat și se excită de asemenea K3 (2KV și 1KS sunt închise - circuitul 3 - 0'''), care se automenține prin contactul 2K3 și deschide contactul 3K3, în serie cu releul de timp KT, blocând funcționarea schemei. Lampa HS se aprinde și semnalizează optic blocarea.

3.6.2 Dispozitive de reanclanșare automată rapidă monofazată (RARM)

Ideea RARM a apărut ca urmare a constatării că majoritatea defectelor care se produc pe liniile electrice (în special cele aeriene) sunt cele monofazate. Reanclanșarea automată rapidă

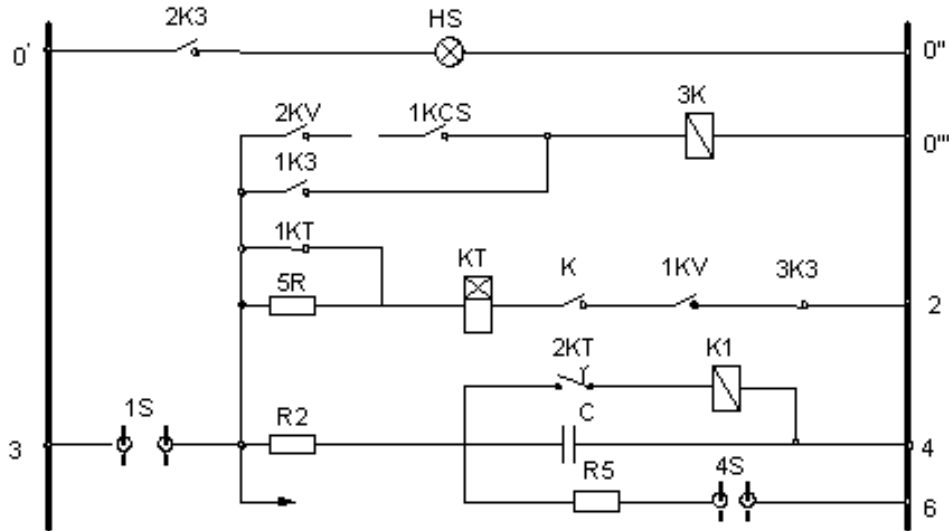


Fig.3.14. Schema auxiliară dispozitivului de RART din figura 3.12, necesară în cazul utilizării acestuia pe linii cu alimentare bilaterală.

monofazată reprezintă, în principiu, o manevră de RAR executată pentru o singură fază a unei linii. Dispozitivele care permit reanclanșarea unei singure faze se numesc dispozitive de reanclanșare automată rapidă monofazată (RARM).

În funcție de modul de funcționare, dispozitivele de RARM se pot clasifica în:

- dispozitive de RARM cu declanșare definitivă monofazată. În cazul în care defectul este persistent, acestea declanșează definitiv doar faza defectă și permit funcționarea liniei în două faze. Deoarece funcționarea prelungită în două faze reprezintă un regim anormal (dezechilibrat) de funcționare, cu efecte negative pentru instalație și consumatori, acest tip de dispozitive de RARM se folosește rar, în situații bine justificate (de exemplu, dacă se asigură repararea rapidă a conductorului defect, celelalte faze fiind sub tensiune).
- dispozitive de RARM cu declanșare definitivă trifazată. În cazul în care defectul este persistent, acestea comandă declanșarea definitivă a tuturor celor trei faze.

Avantajele reanclanșării automate rapide monofazate sunt, în principal, menținerea funcționării sincrone pe durata întreruperii monofazate și continuitatea alimentării unor consumatori pe durata RARM sau după aceea (atunci când declanșarea definitivă este monofazată).

Comportarea sistemului (instalației) la întreruperea unei faze este diferită în funcție de situația neutrului (legat direct la pământ, izolat, tratat):

- în sistemele cu neutrul izolat, întreruperea unui conductor transformă funcționarea trifazată a liniei în funcționare monofazată. Un al doilea defect monofazat, pe o altă fază, conduce practic la întreruperea alimentării;
- în sistemele cu neutrul accesibil (legat la pământ) la ambele capete ale liniei, întreruperea unei faze, conduce tot la un regim trifazat de funcționare, însă asimetric, rolul celui de-al treilea conductor fiind preluat de pământ. La întreruperea unei noi faze, linia trece în regim de funcționare monofazat.

Drept urmare, pentru a se evita trecerea în regim monofazat a liniei, se recomandă:

- RARM să se aplice liniilor cu curenți mari de punere la pământ (punctul neutru legat direct la pământ);
- prima declanșare să fie monofazată, selectivă;
- a doua declanșare să fie mono/trifazată;
- dacă la funcționarea în două faze survine un nou defect, pe o alta fază, dispozitivul de RARM trebuie să se blocheze iar protecțiile prin relee trebuie să scoată complet și definitiv linia din funcțiune.

Schemele de reanclanșare automată rapidă monofazată impun următoarele cerințe:

- întreruptoarele să fie prevăzute cu dispozitive de acționare monopolară(pe fază);
- protecțiile prin relee să distingă scurtcircuiturile monofazate de celelalte categorii de scurtcircuitate și să aleagă faza defectă pentru a comanda numai declanșarea acesteia;
- circuitele de anclanșare și de declanșare ale întreruptoarelor, inclusiv cele pentru controlul stării lor, să fie independente pentru fiecare fază.

Schemele dispozitivelor de RARM au la bază selectoare de fază, realizate cu relee selectoare. După natura mărimii electrice pe care o măsoară pentru stabilirea fazei defecte, selectoarele de fază pot fi:

- de curent (sau ampermetrice);
- de tensiune(sau voltmetrice)
- de impedanță.

Un selector de fază monofazat trebuie să îndeplinească următoarele funcții:

- să selecteze corect faza defectă, independent de:
 - ✓ configurația rețelei;
 - ✓ situația neutrului în diverse puncte ale rețelei;
 - ✓ curenții de defect pe celelalte două faze;
 - ✓ locul defectului;
 - ✓ valoarea rezistenței electrice a arcului;
 - ✓ funcționarea protecțiilor (inclusiv a selectoarelor de fază de la capătul opus al liniei);
 - ✓ extinderea defectului, pendulările de energie ce pot apărea în rețea la perturbarea funcționării sincrone etc.;
- după eliminarea defectului, selectoarele de fază nu trebuie să acționeze decât dacă defectul se extinde și nu trebuie să fie influențate de poziția polilor întreruptorului de la capătul opus al liniei controlate.

În figura 3.15 se prezintă un selector de fază voltmetric, cu relee electromagnetice [6,10]. Selectarea fazei defecte se realizează cu un ansamblu format din trei relee minimale de tensiune RV1, RV2 și RV3, alimentate cu tensiunile pe fază, care comandă prin contactele lor alte trei relee intermediare K1, K2 și K3.

În cazul unui scurtcircuit monofazat, de exemplu pe faza R, acționează la scăderea tensiunii releul KV1 care, prin contactele releului intermediar corespunzător – K1 și dispozitivul RARM, comandă declanșarea întreruptorului Q_R pe faza R.

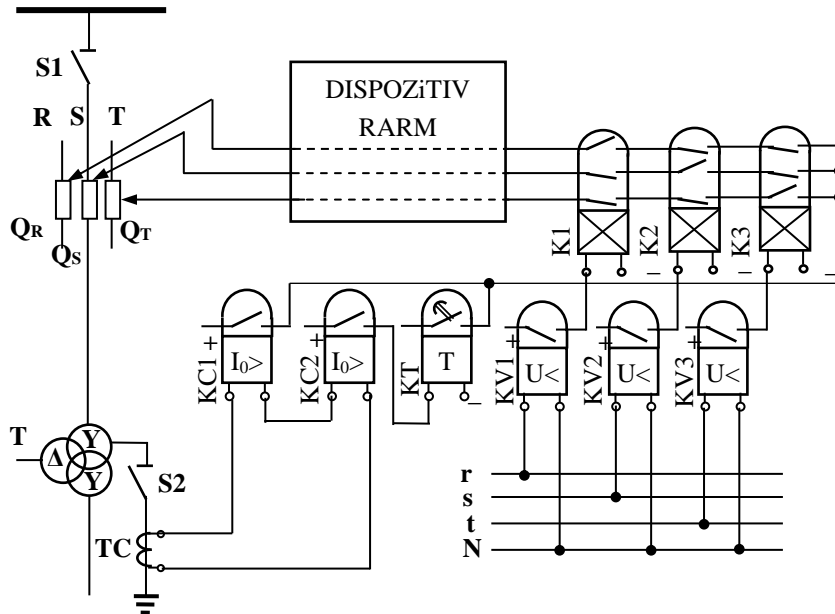


Fig.3.15. Schema electrică de principiu a unui selector de fază voltmetric, cu relee electromagnetice, utilizat împreună cu un dispozitiv de RARM [10].

În cazul unui scurtcircuit polifazat, vor acționa simultan cel puțin două relee de tensiune minină (KV...) și cel puțin două relee intermediare (K...). Prin jocul contactelor releelor intermediare se împiedică transmiterea tensiunii operative la dispozitivul de RARM, care se blochează și se comandă declanșarea trifazată a liniei.

Releele de curent homopolar KC1 și KC2 elimină pericolul unei funcționări greșite a releelor de tensiune în cazul unor defecte în circuitele lor de alimentare (de exemplu, la arderea unei siguranțe).

În tabele 3.3 și 3.4 sunt prezentați parametrii unor dispozitive cu RAR celule LEA și LES.

Tabelul 3.3 Condiții tehnice și caracteristicile echipamentelor de protecție, automatizare și comandă/control pentru celule LEA sau CTV 110 kV [ST15-020-LEA+CTV-110kV].

Reanclanșare Automată Rapidă (RAR): da/nu		
Nr. cicluri		min. 1
Tip anclanșare	mono/trif.	trifazat
Gama de reglaj pauză de rar ciclul 1	sec.	0,3 ÷ 3
Gama de reglaj pentru timpul de blocare	sec.	5 ÷ 20
Pas de reglare pentru timpi	sec.	0,1
Durata impulsului de anclanșare	sec.	0,5
Funcționare rar cu control sincronism	da/nu	da
▪ gama reglaj pentru diferența unghiului de fază	grade	-30 ÷ +30
▪ gama reglaj pentru diferența de frecvență	Hz	0 ÷ 1
▪ gama reglaj pentru diferența de amplitudine tensiuni	% U _n	0 ÷ 30
Funcționare RAR cu control lipsă tensiune pe linie	da/nu	da
▪ domeniu de reglaj pentru lipsă tensiune	% U _n	10 ÷ 60
Funcționare RAR cu control prezență tensiune pe bară	da/nu	da
▪ domeniu de reglaj pentru prezență tensiune	% U _n	60 ÷ 90
Blocare RAR la un semnal exterior	da/nu	da
Blocare RAR la anclanșare manuală pe defect	da/nu	da
Blocare RAR la defect evolutiv în timpul pauzei de RAR	da/nu	da
Comandă de prelungire treaptă rapidă la protecția de distanță după un RAR	da/nu	da

Tabelul 3.4 Condiții tehnice și caracteristicile echipamentelor de protecție, automatizare și comandă/control pentru celule LEA, LES sau CTV MT [ST15-022-LEA+LES+CTVmt]

Reanclanșare Automată Rapidă (RAR): da/nu		
Nr. Cicluri	sec.	min. 2
Gama de reglaj pauză de RAR ciclul 1	sec.	0÷60
Gama de reglaj pauză de RAR ciclul 2	sec.	10÷180
Gama de reglaj pentru timpul de blocare	sec.	5÷30
Pas de reglare pentru timpi	sec.	0,1
Durata impulsului de anclanșare	sec.	0,5
Funcționare RAR cu control sincronism	da/nu	nu
Funcționare RAR cu control lipsă tensiune pe linie	da/nu	da
Funcționare RAR cu control prezență tensiune pe bară	da/nu	da
Blocare RAR la un semnal exterior	da/nu	da
Blocare RAR la anclanșare manuală pe defect	da/nu	da

4 ANCLANȘAREA AUTOMATĂ A ALIMENTĂRII DE REZERVĂ (AAR)

4.1 CONSIDERAȚII GENERALE

Una dintre soluțiile recomandate pentru îmbunătățirea continuității alimentării cu energie electrică o constituie asigurarea unei căi de alimentare de rezervă (rezervarea). În funcție de modul în care se face rezervarea, se disting două situații:

- 1) *dublă alimentare* - spre exemplu 2 linii sau transformatoare în permanentă funcționare. Soluția dublei alimentări se aplică doar consumatorilor foarte importanți, fiind neeconomică și dezavantajoasă și din punct de vedere tehnic;
- 2) *alimentarea de rezervă* - o singură cale de alimentare în funcționare normală (sau de serviciu) și una de rezervă, care să intervină doar atunci când prima nu mai funcționează.

Avantajele oferite de existența unei alimentări de rezervă sunt:

- utilizarea la capacitatea nominală a căii de alimentare normală;
- solicitări termice și dinamice reduse ale aparatajului instalat la consumatori;
- sisteme mai simple de protecții prin rele;
- o singură alimentare poate servi ca rezervă pentru mai multe elemente în funcțiune (de exemplu, o linie de rezervă pentru două sau mai multe transformatoare).

Punerea în funcțiune a rezervei (linie, transformator etc.) sau anclanșarea rezervei, se poate face manual sau automat. Avantajele comenzii automate (durată redusă, funcționare fără personal etc.) au impus o nouă categorie de dispozitive (scheme, instalații), numite dispozitive de anclanșare automată a rezervei. Prin dispozitiv (schemă, instalație) de AAR se înțelege totalitatea aparatelor (dispozitivelor, echipamentelor) care, în cazul deconectării, din orice cauză, a alimentării normale (de serviciu), conectează automat alimentarea de rezervă.

Implementarea sistemului de conducere al unui AAR se poate realiza în mai multe variante³, de exemplu:

- cu logică cablată folosind contacte și rele (se folosesc rele care comandă întreruptoarele automate);
- cu logică programată – pot se folosi automate programabile, respectiv rele digitale (numerice) și tehnici adecvate de programare. Manevrele de anclanșare a rezervei se fac după o logică programată. Principalele avantaje ale implementării sistemelor de comandă pentru AAR cu logică programată sunt următoarele:

³ Pentru realizarea comenzilor corespunzătoare funcției AAR (conform procedurilor din SEE), pentru oricare dintre variantele de implementare, sistemul de comandă al AAR necesită prelevarea de informații despre starea dispozitivelor de protecție, despre starea întreruptorului circuitului de alimentare normală (starea contactelor auxiliare) și despre starea tensiunii pe barele de alimentare.

- ✓ reducerea numărului de componente și a numărului de conexiuni necesare realizării AAR;
- ✓ reducerea la minim a numărului de dispozitive electrice cu comutație mecanică prin folosirea dispozitivelor cu comutație statică;
- ✓ creșterea flexibilității și a posibilităților de utilizare etc.

AAR se aplică cu succes atât în instalațiile de distribuție cât și în cele de producere a energiei electrice (în special în serviciile interne ale centralelor electrice).

În figura 4.1 sunt exemplificate câteva scheme de principiu ale unor instalații de AAR folosite în serviciile interne ale centralelor electrice, în care s-au utilizat următoarele reprezentări:

- dreptunghi negru – întreruptoare deschise în funcționarea normală, care vor conecta rezerva;
- dreptunghi alb (nehașurat) – întreruptoare închise în funcționare normală, prin care se asigură alimentarea în regim normal.

În figura 4.2 sunt ilustrate câteva scheme de AAR utilizate în rețelele de distribuție a energiei electrice:

- conectarea automată a întreruptoarelor prin care se asigură alimentarea unei stații de putere STP, de la o linie de rezervă (Fig.4.2.a);
- preluarea automată a sarcinii din două sau mai multe puncte de alimentare PA_1, PA_2, \dots, PA_n de către linia rămasă în funcțiune (Fig.4.2.b);
- suplimentarea puterii la barele punctelor de alimentare (PA_1, PA_2, \dots, PA_n) și a posturilor de transformare (PT_1, PT_2, \dots, PT_m) din rețeaua electrică urbană de distribuție (Fig.4.2.c), prin conectarea automată a întreruptoarelor corespunzătoare liniilor în cablu ($LEC_1, LEC_2, \dots, LEC_p$) sau a liniilor de ajutor dintre posturile de transformare (L_1, L_2, \dots, L_p).

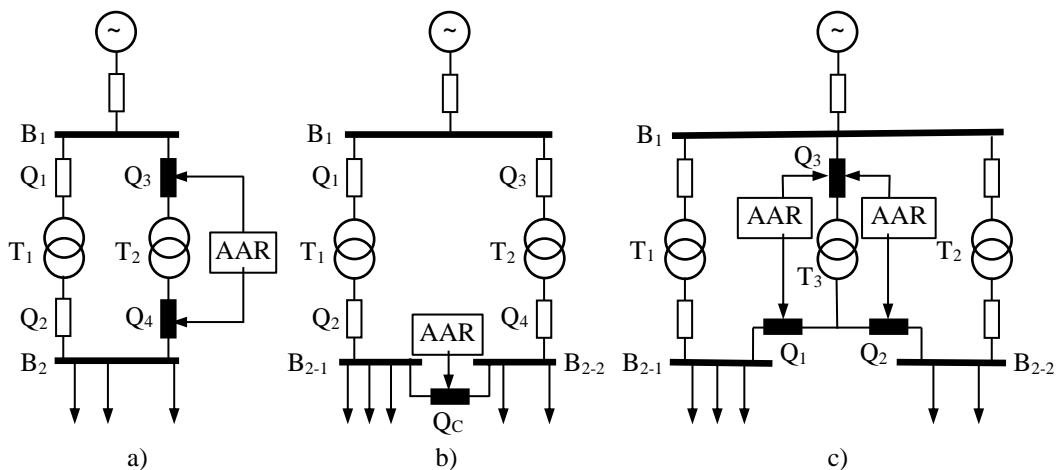


Fig. 4.1. Scheme de principiu ale unor instalații de AAR folosite în serviciile interne (proprie) ale centralelor electrice [10].

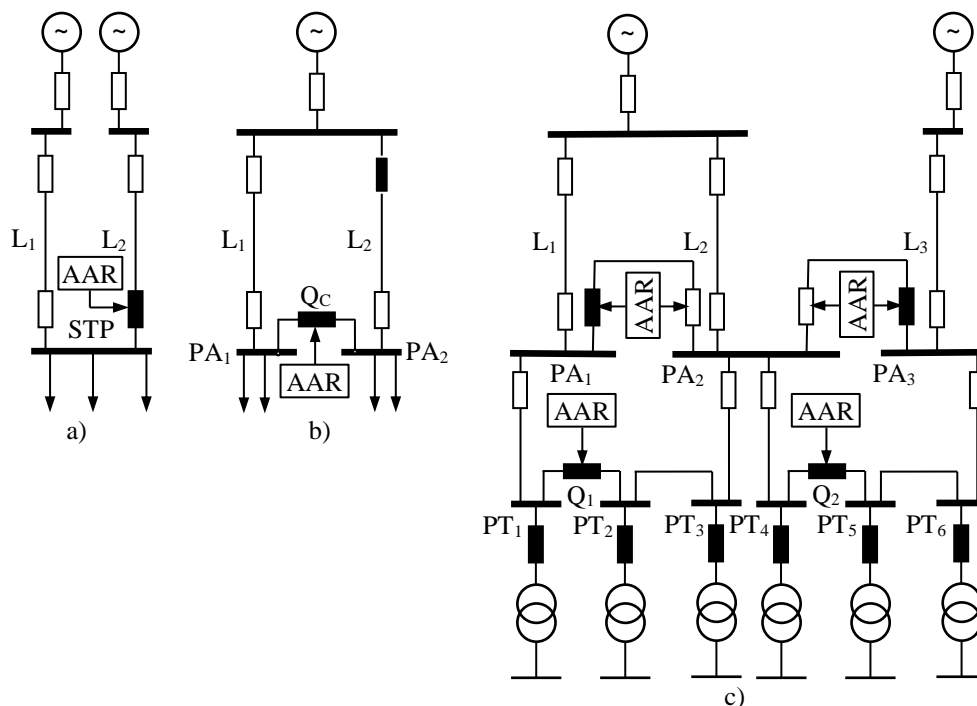


Fig. 4.2. Scheme de principiu ale unor instalații de AAR folosite în rețelele de distribuție a energiei electrice [1,10].

La dimensionarea liniilor (respectiv transformatoarelor) cu sarcina preluării automate a unor noi consumatori este necesar să se țină seama de încărcarea maximă la care acestea trebuie să facă față.

Prin utilizarea AAR în instalațiile din sistemul electroenergetic se obțin următoarele avantaje principale:

- creșterea siguranței în funcționare, în caz de avarie și/sau manevre greșite;
- simplificarea schemele de alimentare cu energie electrică;
- reducerea solicitărilor aparatajului și implicit creșterea fiabilității ca urmare a sporirii gradului de automatizare;
- posibilitatea de exploatare în regim fără personal a instalațiilor.

4.2 SCHEMA BLOC A UNUI DISPOZITIV DE AAR

Schema bloc unui dispozitiv de AAR este prezentată în figura 4.3 unde:

- *blocul de pornire*, BP, poate fi implementat cu un releu minimal de tensiune, alimentat din secundarul transformatorului de tensiune TT1 legat la barele consumatorilor. Pentru a nu cupla două tensiuni opuse, BP acționează la valori ale tensiunii reziduale $U_{rez} < 0,4 U_{nom}$;
- BC este un *bloc de control* care condiționează funcționarea schemei de prezența tensiunii pe calea de alimentare de rezervă (măsurată cu TT2);
- BT - *bloc de temporizare* care asigură o anumită temporizare în funcționarea schemei;
- BB este un *bloc de blocaj* împotriva acționărilor repetate.

Schema nu funcționează decât dacă întreruptorul Q1, de pe calea de alimentare normală (de serviciu) a fost declanșat.

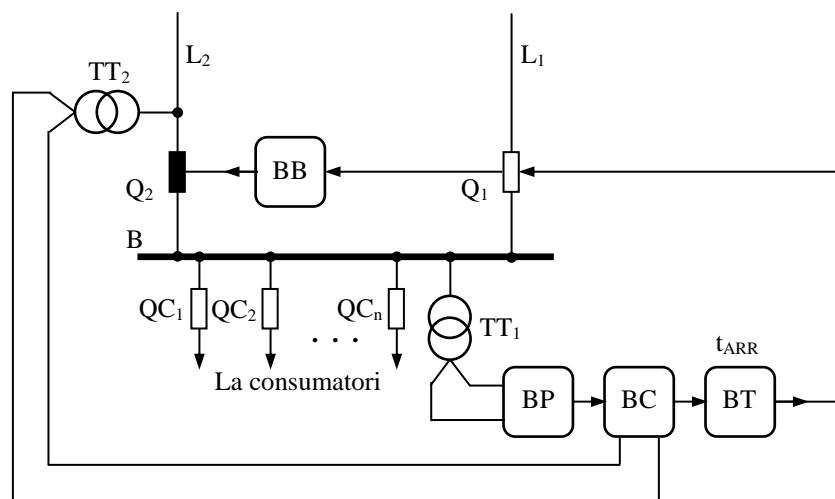


Fig.4.3. Schema bloc a unui dispozitiv de AAR [1,12].

Spre deosebire de RAR, operația de AAR nu se repetă! Executarea unei operații de AAR, urmată de declanșare prin protecții (datorită prezenței unui defect) nu se va relua.

4.3 CONDIȚII GENERALE DE FUNCȚIONARE A INSTALAȚIILOR DE AAR

Prezența dispozitivelor de AAR este necesară în toate centralele, stațiile și posturile de transformare în care, pentru alimentarea consumatorilor, există o cale de alimentare normală și una de rezervă.

Schema generală de AAR va permite acționarea dispozitivului numai dacă:

- în prealabil, a fost deconectată calea alimentării normale;
- tensiunea pe calea de rezervă are valoarea minimă de funcționare admisă.

Intrarea în funcțiune a dispozitivelor AAR se poate face:

- rapid, la declanșarea întreruptorului căii de alimentare normală (transformator, linie etc.);
- temporizat, la scăderea tensiunii pe bara alimentată, sub o anumită valoare reglată. Timpul de acționare al dispozitivului de AAR (pauza de AAR) se alege în funcție de o serie de factori care urmează să fie analizați. În cazul în care calea normală de alimentare este prevăzută la capătul opus cu reanclanșare automată rapidă (RAR) sau cu dispozitiv AAR, acționarea AAR pe barele asigurate se va face cu temporizare.

În foarte multe situații, dispozitivele de AAR combină ambele principii expuse mai sus, acționând, după caz, temporizat sau rapid (accelerat). Accelerarea funcționării instalației de AAR constă în eliminarea temporizării din succesiunea de comenzi aferente manevrei de anclanșare automată rapidă.

Schemele de AAR trebuie proiectate astfel încât să se blocheze la apariția următoarelor situații:

- arderea unei siguranțe în circuitele de tensiune care alimentează relele de minimă tensiune care declanșează funcționarea AAR;

➤ existența unui defect pe barele asigurate prin AAR sau, când aceste bare alimentează un defect neeliminat, pe unul din elementele conectate la barele respective. Această prevedere nu se consideră obligatorie în cazul dispozitivelor de AAR ale instalațiilor de joasă tensiune.

În scopul evitării unor comutări repetate ale întreruptoarelor comandate de instalația de AAR, se recomandă ca aceasta să funcționeze cu un singur ciclu.

4.3.1 Condiții de pornire a instalațiilor de AAR

Condițiile de pornire a unei instalații de AAR reprezintă valorile specifice ale variabilelor (caracteristici stării unor elemente din instalație), care determină și delimitează intrarea în acțiune a dispozitivului AAR, și anume:

- dispariția tensiunii pe bara rezervată;
- schimbarea stării unui întreruptor pe calea de alimentare normală;
- prezența tensiunii pe calea de rezervă.

4.3.1.1 Dispariția tensiunii pe bara rezervată

Dispariția tensiunii pe calea de alimentare normală (sau bara rezervată) este unul dintre criteriile cele mai folosite pentru pornirea dispozitivelor AAR. Sesizarea lipsei tensiunii se face, spre exemplu, cu ajutorul unor relee de minimă tensiune, care, pot fi legate în următoarele scheme de conexiuni: triunghi, stea, în V (Fig.4.4). Primele două moduri de conectare utilizează trei relee de minimă tensiune și supraveghează existența tensiunii pe toate cele trei faze. Conexiunea în V utilizează numai două relee de minimă tensiune, fiind din acest punct de vedere mai economică. Dezavantajul nesensibilizării dispariției tensiunii pe faza mediană este neesențial în schemele dispozitivelor AAR, motiv pentru care, această conexiune este în general preferată și utilizată în majoritatea instalațiilor AAR.

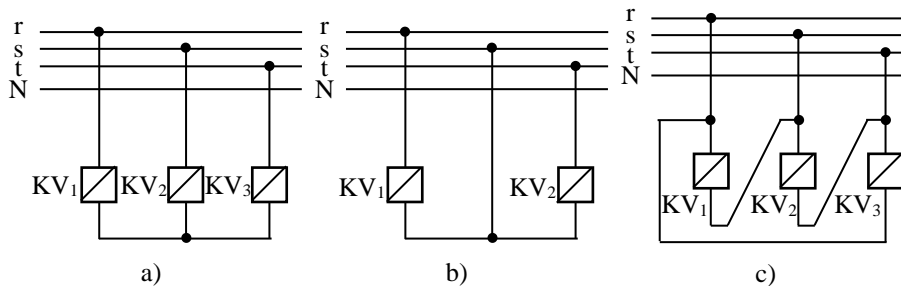


Fig.4.4. Scheme de conectare a releelor de tensiune minimă:
 a-conexiune triunghi ; b-conexiune stea ; c-conexiune în V.

Tensiunile utilizate pentru alimentarea releelor de minimă tensiune se aleg în funcție de modul în care este concepută schema dispozitivului AAR, de exemplu:

➤ în cazul dispozitivelor de AAR din instalațiile de înaltă tensiune se întâlnesc, de regulă, două variante de alimentare a releelor de tensiune minimă:

✓ din bucla de tensiune a unei celule de măsură. Această modalitate de alimentare a grupului de relee de tensiune minimă impune un caracter rigid schemei de AAR, în sensul că,

se poate controla prin respectivul grup de rele, exclusiv tensiunea unui singur sistem de bare. În cazul instalațiilor electrice cu sistem de bare dublu, la care un element (linie, transformator) poate fi racordat la oricare din cele două bare, este preferabilă cea de a doua modalitate de alimentare a grupului de rele de minimă tensiune;

✓ din circuitele de tensiune ale unui element din stație (linie, transformator etc.). Această a doua modalitate de alimentare a grupului de rele de tensiune minimă conferă schemei de AAR un caracter mai elastic, în sensul că, prin același grup de rele, se poate controla (dar nu simultan) tensiunea a două sisteme de bare. Este vorba de sistemul de bare la care este racordat elementul primar (linie, transformator etc.), din a cărui circuite de tensiune este alimentat respectivul grup de rele de tensiune minimă;

➤ în cazul dispozitivelor de AAR din instalațiile de joasă tensiune, alimentarea releelor de tensiune minimă poate fi realizată în două variante:

✓ de la tensiunea existentă pe bara de 0,4 kV rezervată (deci după întreruptorul general de alimentare);

✓ de la barele de racord ale întreruptorului general de alimentare (spre sursă). În această variantă este necesară combinarea obligatorie a criteriului de pornire la tensiune minimă, cu criteriul schimbării stării întreruptorului general de alimentare. În caz contrar, la declanșarea întempestivă a întreruptorului general de alimentare, există posibilitatea rămânerii fără tensiune a barei rezervate.

Soluția adoptată pentru verificarea dispariției tensiunii pe bara rezervată îmbracă mai multe variante, funcție de nivelul tensiunii acesteia (întaltă/medie tensiune sau joasă tensiune):

➤ pentru instalațiile de înaltă tensiune, verificarea dispariției tensiunii pe bara rezervată se face în schema cu două rele de tensiune minimă;

➤ pentru instalațiile de joasă tensiune se utilizează, de asemenea, schema cu două rele de tensiune minimă, dar se mai întâlnesc și alte variante constructive (de exemplu, utilizarea pe alimentare normală, a întreruptoarelor de joasă tensiune prevăzute cu bobină de tensiune minimă (ne)temporizată).

Instalațiile de AAR care asigură preluarea alimentării căii de alimentare normală, dintr-un grup electrogen, trebuie să aibă în vedere în mod obligatoriu verificarea dispariției tensiunii atât pe calea normală, cât și pe cea de rezervă. În acest fel, se elimină pornirile repetate ale grupului electrogen în situația când dispariția tensiunii pe calea normală se corectează prin alte mijloace.

4.3.1.2 Schimbarea stării unui întreruptor pe alimentarea normală

Multe instalații de AAR intră în funcțiune în momentul declanșării întreruptorului alimentării normale. Supravegherea stării momentane a unui întreruptor se realizează prin intermediul contactelor de semnalizare auxiliare (CSA) ale acestuia. În toate schemele de comandă, protecție și semnalizare, aceste contacte sunt figurate pentru cazul întreruptorului în stare deconectată.

Funcționarea dispozitivului AAR în momentul declanșării intempestive sau prin protecție a căii de alimentare normală va putea avea loc numai dacă tensiunea pe calea de rezervă are valoarea minimă de funcționare admisă.

4.3.1.3 Prezența tensiunii pe calea de alimentare de rezervă

Soluțiile adoptate pentru sesizarea prezenței tensiunii pe calea de alimentare de rezervă îmbracă mai multe variante constructive, funcție de nivelul tensiunii (înalță/medie sau joasă tensiune) sau de schema de conexiuni a instalației.

În instalațiile de joasă tensiune, o soluție des utilizată în acest scop o reprezintă asigurarea tensiunii operative a schemei de AAR din calea de rezervă. Spre exemplu, în configurațiile cu două bare de joasă tensiune, care se rezervează reciproc printr-un întreruptor de cuplă, (Fig.4.5), se constituie o bară de tensiune operativă alimentată prioritar din una dintre barele principale. După cum rezultă din schemă, în mod normal, bara de tensiune operativă este alimentată din bara 1 (U_1). Într-adevăr dintre cele două rele intermediare K_1 și K_2 , interblocați între ele prin contactul normal închis $4K_1$, este excitat releul K_1 . Prin seria de contacte $1K_1$ și $2K_2$, bara operativă (U_{op}) primește tensiunea U_1 . La dispariția tensiunii pe bara 1 se dezexcită releul K_1 și, în cazul existenței tensiunii pe bara 2, se excită releul K_2 . În acest fel, prin seria de contacte $1K_2$ și $2K_1$, bara de tensiune operativă primește tensiunea U_2 .

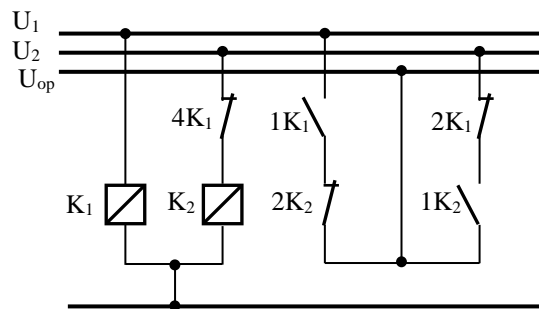


Fig.4.5. Asigurarea tensiunii operative pentru o instalație de AAR (JT) cu două bare care se rezervează reciproc – schema electrică de principiu [1].

În instalațiile de înaltă tensiune, dispozitivele de AAR realizate pentru două bare care se rezervează reciproc printr-un întreruptor de cuplă, utilizează pentru verificarea existenței tensiunii schema din figura 4.6. Astfel, prin contactele normal închise ale releelor de tensiune minimă KV_1 și KV_2 , se alimentează bobina releului intermediar K_1 . În mod similar, de la contactele releelor KV_3 și KV_4 se alimentează releul K_2 . În regim normal de funcționare, când există tensiune pe ambele bare rezervate 1 și 2, relele K_1 și K_2 sunt dezexcitate. La dispariția tensiunii pe bara 1, se excită releul K_1 . Dacă există tensiune pe bara 2, atunci releul K_2 este în continuare desexcitat. Prin seria de contacte $1K_1$ și $2K_2$ se poate dezexcita releul de timp KT , care asigură pauza de AAR. Dacă nu ar fi existat tensiune pe bara de rezervă (în cazul în speță bara 2) releul de timp nu se putea excita și dispozitivul AAR nu ar fi funcționat. Schema funcționează similar pentru cazul dispariției tensiunii pe bara 2.

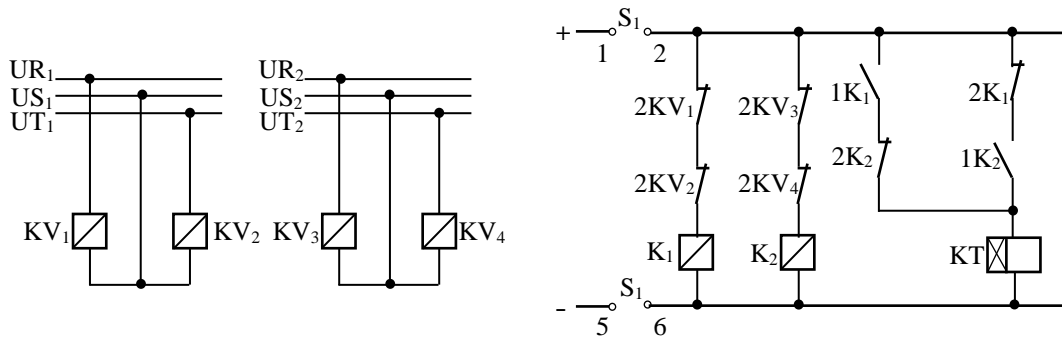


Fig.4.6. Exemplu de verificare a prezenței tensiunii într-o instalație AAR cu două bare care se rezervează reciproc, prin utilizarea releelor de tensiune - schema electrică de principiu.

Soluțiile exemplificate mai sus prezintă dezavantajul esențial de a nu permite o reglare independentă a valorii tensiunii pe alimentarea de rezervă, la care instalația AAR ar urma să funcționeze:

- În cazul soluției prezentată în figura 4.5 este absolut necesar ca releele intermediare K_1 , K_2 să aibă tensiunea de acționare superioară tensiunilor minime de acționare ale aparatajului din schema AAR (relee de timp, dispozitive de acționare, întreruptoare etc.). În caz contrar, funcționarea dispozitivului AAR va eșua, prin neexecutarea comenzilor de către elementele sale componente, ca urmare a tensiunii operative scăzute;
- Pentru soluția prezentată în figura 4.6, valoarea minimă a tensiunii pe bara de rezervă, la care instalația de AAR mai lucrează, corespunde valorii tensiunii de revenire a releelor de tensiune minimă. Această tensiune este posibil să nu satisfacă consumatorul, mai ales dacă printre receptoare se află motoare cu condiții grele de autopornire. În scopul asigurării unui grad sporit de siguranță dispozitivului AAR, reclamat de exigențele majore impuse de consumator, se recomandă utilizarea unor rele de tensiune distincte pentru măsurarea valorii tensiunii pe bara de rezervă.

4.3.2 Timpul (pauza) de AAR

Timpul (pauza) de AAR, reprezintă timpul de acționare al dispozitivului (schemei, instalației) de AAR. Din punct de vedere al timpului de AAR se disting:

- scheme (sau dispozitive) de AAR *rapide* - se consideră că AAR este rapidă, atunci când comutarea surselor se face la un timp suficient de scurt pentru ca diferența vectorială între tensiunea reziduală pe barele deconectate și tensiunea sursei care se anlanșează să fie mai mică de $(1 \dots 1,4) U_n$, respectiv decalajul între cele două tensiuni să fie de $60^\circ - 90^\circ$;
- scheme (sau dispozitive) de AAR *lente* - se consideră că AAR este lentă, atunci când condiția de mai sus nu este îndeplinită; nu se dispune de aparate de comutație suficient de rapide sau se prevede temporizarea AAR.

Pentru cele două soluții de AAR se pot face următoarele observații:

- în cazul folosirii unei scheme de AAR rapidă, este necesară utilizarea unor dispozitive pentru controlul unghiului de defazaj;
- AAR rapidă nu va fi folosită în cazurile în care sursele ce se comută nu sunt sincrone între ele;
- schemele pentru AAR rapidă vor fi prevăzute cu un dispozitiv de temporizare, care va fi introdus automat în cazul în care cuplarea rapidă nu poate fi efectuată, datorită unei creșteri prea rapide a unghiului de defazaj;
- în cazul AAR lent, comutarea surselor trebuie să se producă după un interval de timp în care diferența vectorială a tensiunilor reziduale a căii de alimentare normală și a sursei care se anclanșează să aibă o valoare minimă de $(1,2 \dots 1,4)U$. Această condiție este în general îndeplinită după minimum 0,8 s de la deconectarea căii de alimentare normală. În acest scop este necesar ca schema de AAR să fie prevăzută cu un dispozitiv de temporizare sau cu un dispozitiv de control al diferenței vectoriale a tensiunilor, ultima soluție fiind preferabilă. Se permite utilizarea schemei de AAR fără temporizare și controlul diferenței vectoriale a tensiunilor în cazul în care motoarele racordate nu sunt periclitate de șocul de curent ce poate să apară la cuplare(șoc datorat diferenței vectoriale mari a celor două tensiuni).

Dacă instalația cuprinde mai multe dispozitive de AAR, conectate în cascadă, timpii de restabilire în urma acționării AAR trebuie corelați cu timpii maximi de lipsă a tensiunii, admiși pentru autopornirea receptoarelor ce rămân racordate la dispariția temporară a tensiunii.

Dacă alimentarea normală este prevăzută la capătul opus cu dispozitive de RAR sau AAR, acționarea AAR pe bara asigurată se va face cu temporizare și numai după ce dispozitivele de RAR sau AAR din amonte au lucrat și nu au reușit să mențină calea normală sub tensiune.

În situațiile când la barele de înaltă tensiune rezervate sunt racordate baterii de condensatoare pentru îmbunătățirea factorului de putere, se recomandă deconectarea acestora înaintea conectării sursei de rezervă, în caz contrar, existând pericolul deteriorării condensatoarelor.

În cazul utilizării AAR rapide crește numărul întreruperilor neselective și scade siguranța în alimentare a consumatorului, deoarece în mod deliberat se renunță la posibilitatea rezolvării întreruperii în alimentare prin funcționarea schemelor de AAR din amonte. În general, această alegere este motivată prin încercarea de a evita golurile de tensiune de lungă durată, impuse de pauza lungă de AAR, care sunt suportate cu dificultate de anumite categorii de receptoare.

În cadrul schemelor (dispozitivelor, instalațiilor) de AAR pauza de AAR se realizează, cu ajutorul unor elemente de temporizare, cel mai adesea relee de timp. Excitarea releului de timp se produce după verificarea prealabilă, în cadrul schemei de AAR, a condițiilor de pornire și de configurație (acolo unde este necesar).

4.3.3 Verificarea stării aparatajului de comutație

Verificarea, stării aparatajului de comutație (întreruptoare, separatoare) și, prin aceasta, a configurației căilor de alimentare, este necesară următoarelor circuite din cadrul unei scheme de AAR:

- circuitele de verificare a condițiilor necesare pentru pornirea schemei de AAR;
- circuitele de confirmare a declanșării corecte a unor întreruptoare, comandate de către dispozitivele de AAR, înainte de comanda de anclanșare a sursei de rezervă;
- circuitele de confirmare a anclanșării corecte a întreruptorului (întreruptoarelor) aferente sursei de rezervă.

4.3.3.1 Verificarea configurației căilor de alimentare

Punerea în funcțiune a instalațiilor de AAR solicită asigurarea prealabilă a unor condiții de configurație în schema instalației. Neîndeplinirea acestor condiții poate avea consecințe nefavorabile (nefuncționarea corectă a dispozitivului în caz de necesitate sau funcționări intempestive în momentul declanșării comenzii de funcționare de la cheia de comandă).

O importanță deosebită în ceea ce privește verificarea configurației trebuie acordată instalațiilor de AAR la care alegerea sensului de acționare se face funcție de configurație.

Un exemplu de circuit de verificare a condițiilor de configurație a instalației, pentru o schemă de AAR pe cuplă, este prezentat în figura 4.7.

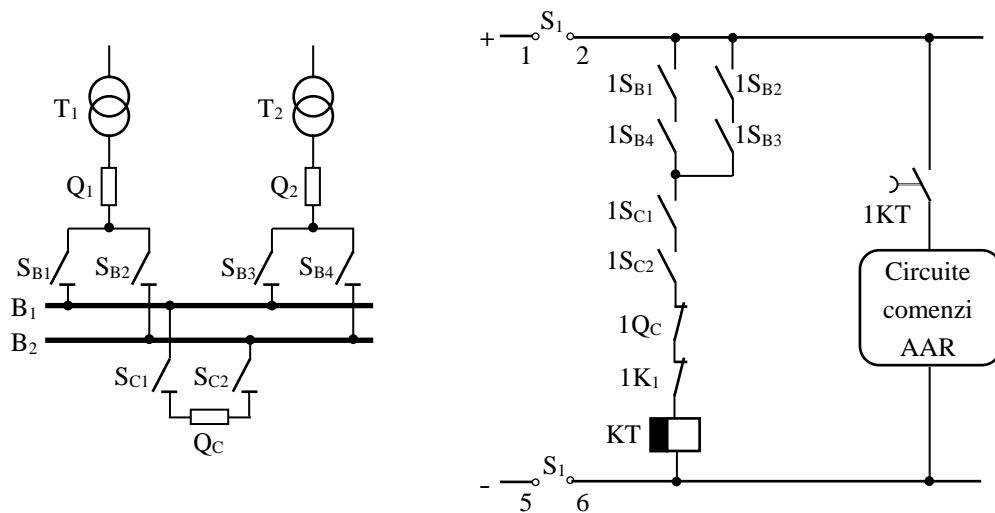


Fig.4.7. Exemple de verificare a condițiilor de configurație primară într-o schemă AAR - schema electrică.

Se poate observa că excitarea releului intermediar KT, cu temporizare la revenire, are loc numai dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- cele două transformatoare sunt racordate pe sisteme de bare diferite;
- separatoarele de bare ale celei de cuplă transversală sunt închise;
- întreruptorul cuplei transversale este deschis;
- releul de blocare al schemei de AAR, K1, este dezexcitat.

Numai dacă aceste criterii sunt îndeplinite, instalația AAR are condiții de funcționare eficientă.

Un alt exemplu de circuit de verificare a condițiilor de configurație este circuitul de alegere a sensului de funcționare a unei instalații AAR între transformatoare, prezentat în figura 4.8.

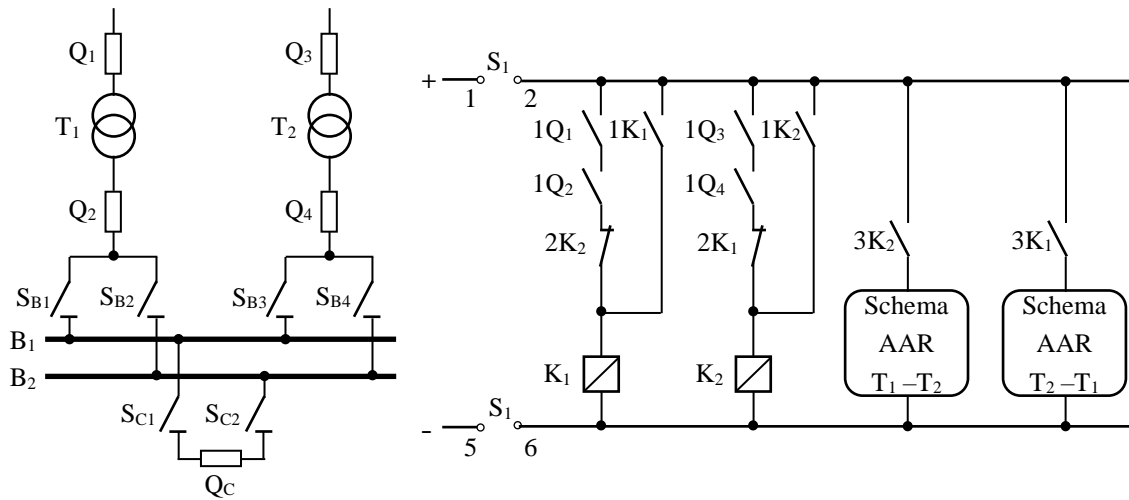


Fig.4.8. Circuit de alegere a sensului de acționare într-o schemă de AAR între transformatoare:
 a – schema electrică monofilară; b – schema de comandă a AAR.

Funcționarea schemei se bazează pe excitarea releelor intermediare K_1 , respectiv K_2 , în funcție de transformatorul care se găsește în sarcină, respectiv în rezervă. Releele K_1 / K_2 se excită prin contactele de semnalizare normal deschise ale întreruptoarelor de înaltă și medie tensiune ale transformatoarelor. Contactele NI, $2K_1$ și $2K_2$, ale celor două rele asigură interblocarea între ele. Contactele ND, $1K_1$ și $1K_2$, asigură automenținerea releelor până la anularea cheii de regim. În funcție de releul excitat, se alimentează acea secțiune din schema AAR, care corespunde sensului de acționare dorit (corespunzător configurației curente a instalației).

4.3.3.2 Verificarea declanșării corecte a întreruptoarelor

O problemă importantă pentru funcționarea corectă a instalațiilor AAR este eliminarea posibilității de anclanșare a sursei de rezervă fără deconectarea prealabilă a căii de alimentare normală. Deoarece, în cele mai frecvente cazuri, instalația AAR pornește la apariției unui defect pe calea de alimentare normală, conectarea sursei de rezervă în paralel, peste aceasta, ar reprezenta practic o conectare pe defect.

În scopul evitării acestui mod de funcționare, în circuitele de comandă ale întreruptorului (întreruptoarelor) sursei de rezervă se înscriază un contact de semnalizare normal închis al întreruptorului (întreruptoarelor) căii de alimentare normală. Astfel se evită buclarea celor două surse în cazul unui eventual refuz de declanșare a întreruptorului alimentării normale.

Pentru siguranța în funcționare a instalației AAR nu se admite ca aceste contacte de confirmare a poziției întreruptoarelor căii de alimentare de bază să fie înlocuite cu alte contacte, provenind de la rele de multiplicare sau contactoare improvizate, montate suplimentar în dispozitivele de acționare ale întreruptoarelor. Ele trebuie să fie contacte originale din cadrul dispozitivelor de acționare ale întreruptoarelor.

4.3.3.3 Verificarea anclanșării corecte a întreruptoarelor

Anclanșarea întreruptorului (întreruptoarelor) sursei de rezervă este verificată, de asemenea, prin intermediul poziției contactului (contactelor) de semnalizare auxiliare al întreruptorului (întreruptoarelor) sursei de rezervă.

Această verificare se încheie printr-o semnalizare optică în panoul de comandă central din stația electrică. Dacă stația este fără personal permanent, semnalul se transmite prin intermediul instalațiilor de telesemnalizare la un punct de exploatare (sau dispecer) cu personal permanent.

4.3.4 Blocajele instalațiilor de AAR

Schemele de AAR sunt prevăzute cu o serie de blocaje, menite să prevină evenimentele nedorite în exploatare. Blocajul reprezintă de fapt inhibarea funcționării schemei de AAR, în funcție de anumite condiții care apar pe parcursul funcționării. Cel mai frecvent utilizate sunt următoarele blocaje:

- blocajul împotriva repetării funcționării instalației AAR;
- blocajul împotriva comenzilor greșite;
- blocarea funcționării instalației AAR la acționarea protecției de rezervă pe alimentarea de bază;
- blocarea protecției rapide pe alimentarea de rezervă, după funcționarea instalației AAR.

4.3.4.1 Blocajul împotriva repetării funcționării instalației AAR

Acest tip de blocaj este necesar pentru eliminarea posibilității anclanșării repetate, pe scurtcircuit, a întreruptorului alimentării de rezervă. El trebuie prevăzut numai în cazul în care, întreruptorul căii de alimentare de rezervă este prevăzut cu protecții prin releu (situația cea mai frecvent întâlnită în exploatare).

Blocajul împotriva repetării funcționării instalației AAR are în vedere posibilitatea apariției unui defect pe bara principală, care trebuie rezervată prin AAR sau mai probabil, a unui defect pe o linie electrică alimentată din bara respectivă, defect însoțit de un refuz de declanșare al întreruptorului liniei în cauză. Rămânerea fără tensiune a barei va conduce la funcționarea AAR și anclanșarea pe defect a întreruptorului alimentării de rezervă. După declanșarea întreruptorului alimentării de rezervă, se ajunge din nou în situația anterioară, care a determinat funcționarea inițială a instalației de AAR. În lipsa blocajului împotriva repetării funcționării instalației de AAR, va urma o nouă reanclanșare pe defect a întreruptorului alimentării de rezervă. Acest proces se poate repeta teoretic la infinit, dar practic, poate conduce la distrugerea întreruptorului de pe alimentarea de rezervă, a cărui putere de rupere la scurtcircuit se micșorează considerabil cu fiecare nouă reanclanșare pe scurtcircuit.

Blocajul împotriva repetării funcționării instalației AAR se poate realiza în mai multe variante. În figura 4.9 se prezintă o schemă de blocare a repetării funcționării AAR, care utilizează un releu intermediar de blocaj. Schema acționează corect în toate situațiile care pot să apară în exploatare, drept pentru care este utilizată în majoritatea instalațiilor AAR.

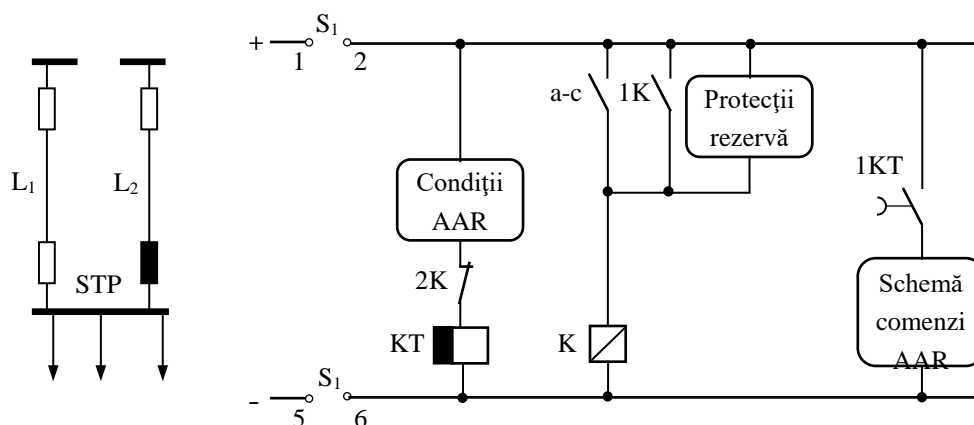


Fig.4.9. Circuit pentru blocarea repetării funcționării instalației AAR – schema electrică.

După cum rezultă din schema, releul de blocare K se excită în momentul anclanșării întreruptorului cuplei, la închiderea contactului de semnalizare a - c. Releul K se automenține prin contactul 1K, iar prin contactul normal închis, 2K, întrerupe alimentarea bobinei releului intermediar KT, cu temporizare la revenire. Contactul 1KT, al releului KT, întrerupe alimentarea comenzilor din schema de AAR (schema asigură impuls de anclanșare pentru o singură acționare a întreruptorului de cuplă). În acest fel, dacă închiderea întreruptorului de cuplă are loc pe un defect, la declanșarea sa prin protecții schema de AAR va fi blocată, deoarece releul KT rămâne dezexcitat.

4.3.4.2 Blocajul împotriva comenzilor greșite

Blocajul urmărește evitarea unor manevre de buclare manuală între alimentările normală și de rezervă, fiind important îndeosebi când, datorită configurației instalației, între alimentarea normală și cea de rezervă se creează defazaje unghiulare permanente. (spre exemplu, datorate existenței unor grupe de conexiuni diferite). El acționează prin transmiterea unei comenzi de declanșare întreruptorului căii de alimentare normală, în momentul închiderii greșite a întreruptorului alimentării de rezervă.

În situația schemelor de AAR care deservește o cuplă, se predetermină care din întreruptoarele celor două alimentări de bază trebuie deconectat, în eventualitatea anclanșării greșite a întreruptorului de cuplă.

Figura 4.10 ilustrează schema de principiu a circuitului de blocaj contra manevrei greșite de buclare a alimentărilor implicate într-o instalație AAR. În momentul anclanșării accidentale a întreruptorului de cuplă, datorită contactelor auxiliare ND, a_{Q2} și a - C (ale întreruptorului Q₂ și ale cuplei Q_C), închise în acel moment, se comandă instantaneu deschiderea întreruptorului Q₁.

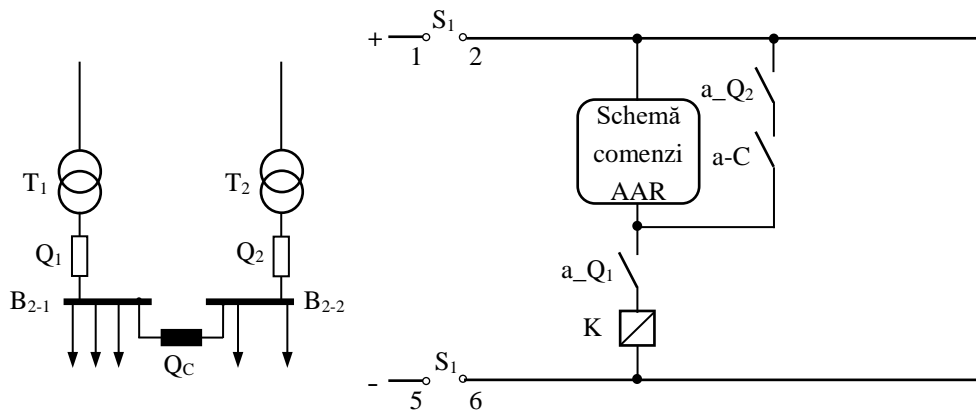


Fig.4.10. Realizarea blocajului contra manevrelor greșite - schema electrică.

4.3.4.3 Blocarea AAR în caz de acționare a protecției sau DRRI

Instalațiile AAR sunt concepute astfel încât să evite pe cât posibil anclanșarea alimentării de rezervă pe un defect. Soluțiile adoptate pentru realizarea acestui deziderat diferă de la caz la caz, în funcție de instalația de AAR respectivă. În principiu, se deosebesc următoarele variante:

- *AAR pe cuple de medie tensiune* - sursele de alimentare ale barelor de medie tensiune sunt de regulă transformatoare IT/MT prevăzute cu protecții de bază și de rezervă. În cazul acționării protecției de bază a transformatorului, instalația AAR trebuie să funcționeze pentru preluarea consumului rămas nealimentat. În cazul acționării protecției de rezervă a transformatorului, aceasta presupune fie un defect pe sistemul de bare, fie un refuz de declanșare pe o linie electrică racordată la respectivul sistem de bare și instalația de AAR nu trebuie să funcționeze. Prin urmare protecțiile de rezervă ale transformatorului vor comanda întotdeauna blocarea instalației AAR.
- *AAR pe cuple de înaltă tensiune* - în această situație, pentru evitarea anclanșării rezervei pe defect, se utilizează blocarea instalației AAR, fie de la protecția diferențială de bare, (acolo unde există), fie de la DRRI (dispozitiv de rezervare a refuzului întreruptoarelor).

4.3.4.4 Blocarea protecției rapide pe alimentarea de rezervă, după funcționarea AAR

Deși, în general, posibilitatea anclanșării pe scurtcircuit a alimentării de rezervă este, teoretic, exclusă, ca o măsură de siguranță, se poate prevedea pe alimentarea de rezervă o protecție rapidă contra scurtcircuitelor. Existența acestei protecții prezintă următoarele avantaje:

- *limitează urmările* pe care le-ar putea avea asupra instalației defecte o nouă anclanșare pe scurtcircuit;
- *asigură declanșarea rapidă* a întreruptorului acționat de AAR fără să creeze probleme de selectivitate în amonte.

Din punct de vedere al dezavantajelor, trebuie menționată neselectivitatea acestei protecții rapide în aval, ceea ce se corectează prin scoaterea ei automată din funcțiune, la un interval scurt de timp de la anclanșarea întreruptorului alimentării de rezervă.

Blocajul se utilizează în special în cazul instalațiilor de AAR aferente cuplelor și are în vedere neselectivitatea între protecția cuplei și protecțiile elementelor racordate la sistemele de bare respective.

4.3.5 Corelarea schemelor de AAR cu dispozitivele de comandă ale întreruptorului

Succesul anclanșării automate rapide depinde, în mare măsură, de răspunsul corect al aparatului de comutație la comenzile trimise de instalațiile AAR. De multe ori, refuzul de anclanșare al întreruptoarelor pe alimentările de rezervă micșorează eficiența schemelor de AAR, iar în cazul instalațiilor fără personal de supraveghere, un consumator poate ajunge în situația ca în urma funcționării instalației AAR să rămână cu ambele alimentări deconectate. Aceste considerente determină în mod firesc preocuparea pentru asigurarea bunei funcționări a întreruptoarelor incluse în schemele de automatizare.

În afara aspectelor referitoare la buna funcționare a dispozitivelor de acționare a întreruptoarelor, o importanță deosebită o are corelarea instalațiilor AAR cu dispozitivele de acționare ale întreruptoarelor, prin luarea în considerație a particularităților constructive ale fiecărui dispozitiv de acționare în parte.

În practica de exploatare s-a dovedit că neglijarea acestui aspect a avut consecințe nedorite.

Astfel, s-au constatat refuzuri de anclanșare ale întreruptoarelor datorate unei concepții necorespunzătoare a schemelor de AAR.

Unul dintre aspectele importante de care trebuie să se țină cont la proiectarea schemelor (instalațiilor, dispozitivelor) de AAR este acela că, unele dispozitive de acționare necesită un timp de prelungire a duratei comenzii până la confirmarea execuției, astfel:

- *necesitatea prelungirii duratei impulsului de anclanșare* la un întreruptor acționat printr-o instalație AAR este întotdeauna o măsură de prevedere necesară;
- *în aceeași măsură trebuie avut în vedere limitarea duratei* acestui impuls pentru a se evita arderea bobinelor de comandă ale dispozitivelor respective;
- *utilizarea prelungirii duratei impulsurilor de anclanșare* impune ca fiind absolut obligatorie prevederea, la întreruptoarele în cauză, a blocajului contra săriturilor deoarece în caz contrar există pericolul unor eventuale anclanșări repetate pe defect.

Toate aceste considerente trebuie avute în vedere la proiectarea schemei de AAR.

4.4 SCHEMĂ DE AAR PENTRU ANCLANȘAREA UNEI LINII DE REZERVĂ

În figurile 4.11 și 4.12 se prezintă o schemă de AAR pentru anclanșarea unei linii de rezervă [4,6,10]. Rețeaua luată în studiu poate funcționa în următoarele configurații: fie linia L1 în funcțiune, linia L2 în rezervă și invers.

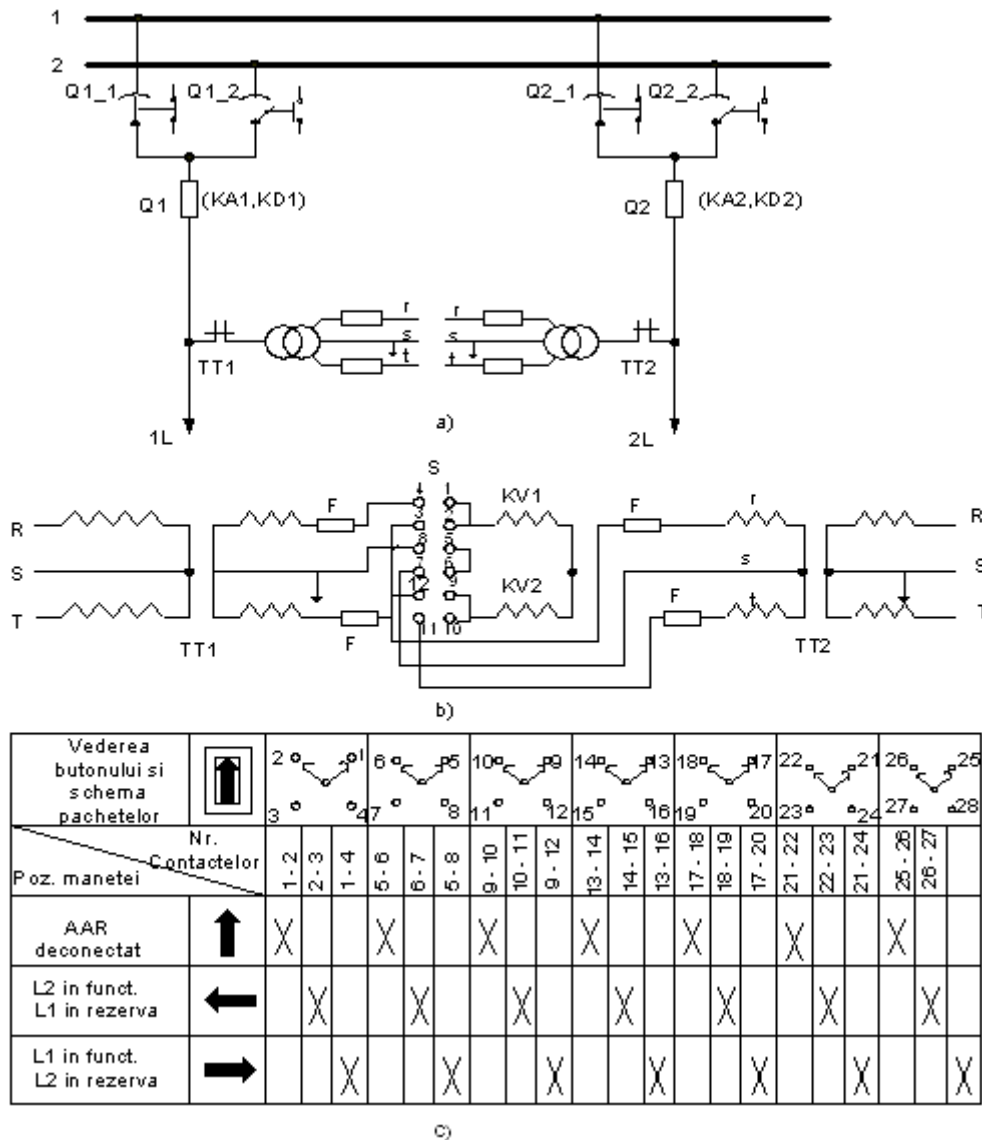


Fig.4.11. Schema electrică a unei instalații de AAR pentru anclanșarea unei linii de rezervă: a - schema circuitului de putere; b - schema circuitului transformatoarelor de tensiune; c - schema de contacte a cheii de comandă.

Inițial se presupune că L1 se află în funcțiune și L2 în rezervă, iar cheia de comandă S se așază în poziția corespunzătoare acestei situații. Dacă separatoarele liniilor L1 și L2 sunt închise pe același sistem de bare, lampa de semnalizare rămâne aprinsă, arătând că schema de AAR este pregătită pentru funcționare.

În cazul declanșării, din orice cauză, a întreruptorului Q1, relele de tensiune minimă KV1 și KV2 își închid contactele și circuitul releului de timp KT se închide prin S 17 - 20, contactele separatoarelor L1_Q1, L2_Q1, contactul lui K1, KV1, KV2, KT. Releul de timp KT își închide cu temporizarea reglată contactul KT și pune sub tensiune releul intermediar K2. Acesta comandă aclașarea întreruptorului Q2, prin circuitul: S 25 - 28, 4K2, contactul 3Q1 al întreruptorului Q1 (normal închis) și bobina de aclașare KA2.

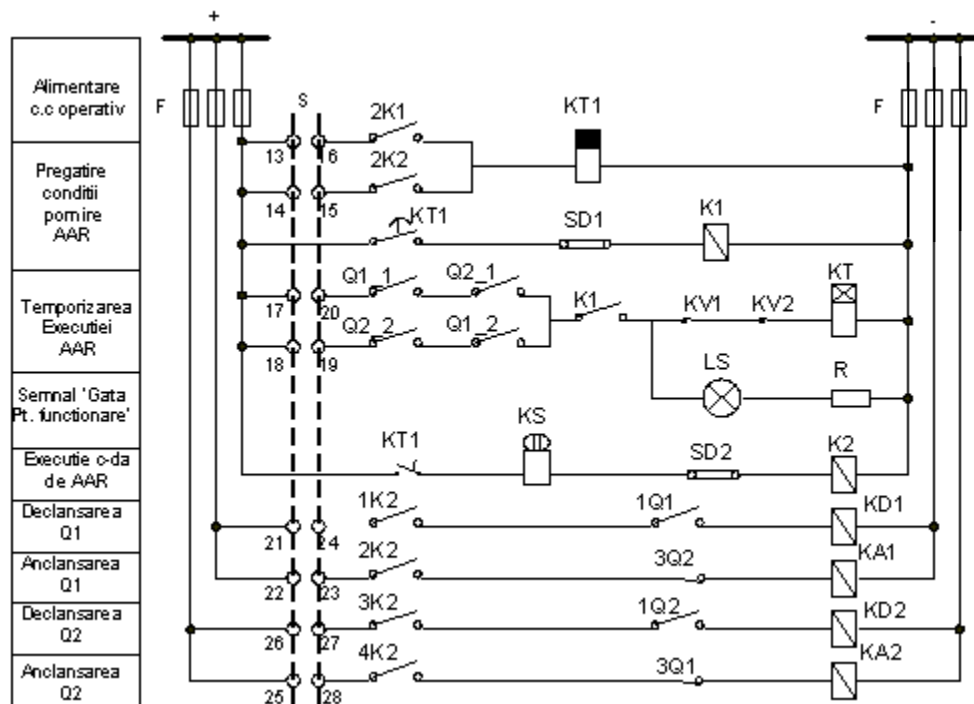


Fig.4.12. Schema electrică a unei instalații de AAR pentru anclanșarea unei linii de rezervă – circuitul de comandă al instalației.

Dacă, dintr-un motiv oarecare, (prezența unui defect în aval) întreruptorul Q2 declanșează, el nu mai poate fi reacționat, deoarece releul KT1 este scos de sub tensiune (prin deschiderea contactului 2Q1 al întreruptorului Q1 care a declanșat) și drept urmare se dezexcită și relele K1, KT și K2.

În cazul scăderii mari sau dispariției tensiunii pe linie, contactele releelor de minimă tensiune KV1 și KV2 se închid și pun sub tensiune releul de timp KT. Acesta își închide cu temporizare contactul 2KT și excită releul intermediar K2 care își închide contactele și comandă anclanșarea întreruptorului Q2.

Contactul cu temporizare la deschidere al releului KT1 asigură un impuls prelungit la anclanșare. Temporizarea acestui contact la deschidere trebuie să fie mai mare decât timpul de acționare a releului de timp KT, pentru a-i da acestuia posibilitatea să comande, prin releul K2, anclanșarea sau declanșarea întreruptoarelor Q1 sau Q2. Funcționarea schemei de AAR este semnalizată de către releul de semnalizare KS și stingerea lămpii HS.

După declanșarea întreruptorului Q1 și anclanșarea lui Q2 personalul de exploatare trebuie să comute cheia de comandă, S, pe poziția corespunzătoare situației L2 în funcțiune, L1 în rezervă, pentru a asigura anclanșarea automată a liniei L1 în cazul când, din diferite motive, linia L2 ar fi scoasă din funcțiune. În această poziție a cheii de comandă, lampa de semnalizare se reaprinde, iar schema de AAR este pregătită pentru un nou ciclu de funcționare.

5 DISPOZITIVE PENTRU DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A SARCINII (DAS)

5.1 CONSIDERAȚII GENERALE

Pentru a se evita scăderea majoră a frecvenței și/sau tensiunii de alimentare a consumatorilor cu consecințe grave asupra stabilității funcționării se recurge la sacrificarea unor categorii de consumatori. Această acțiune poartă numele de descărcare automată de sarcină (DAS) [1,10,13].

DAS este ultimul resort la care se poate apela și care poate duce la evitarea unei avarii majore a rețelei electrice. Funcția este activată de relele de minimă frecvență și minimă tensiune și acționează asupra întreruptoarelor pentru comutarea sarcinilor.

Necesitatea unor dispozitive DAS este dată de diversele provocări apărute în evoluția sistemelor electroenergetice, cum ar fi [13]:

- *Deregularizarea pieței de energie;*
- *Generarea distribuită;*
- *Creșterea consumului rezidențial.*

Se întâlnesc două tipuri de acțiuni de tip DAS:

- 1) *Descărcarea automată a sarcinii la scăderea frecvenței, DASF;*
- 2) *Descărcarea automată a sarcinii la scăderea tensiunii, DASU.*

5.2 DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A SARCINII LA SCĂDEREA FRECVENȚEI (DASF)

Ideea descărcării automate a sarcinii la scăderea frecvenței (DASF sau în unele lucrări DAS) a pornit de la observația potrivit căreia, conectarea la sistemul electroenergetic a unor sarcini de putere mare sau deconectarea unor generatoare (de asemenea, de putere semnificativă), pot diminua până la limită rezerva de putere a sistemului. Drept urmare, instalațiile pentru reglarea automată a frecvenței și puterii active nu mai pot restabili echilibrul dintre puterea activă generată, P_g , respectiv cea consumată, P_c , în sistem. În situația în care deficitul de putere astfel creat, $\Delta P = P_g - P_c$, este mare, are loc scăderea frecvenței, fenomen cu efecte nefavorabile atât pentru consumatori cât și pentru funcționarea sistemului. Scăderea frecvenței reduce deficitul de putere, dar cu toate acestea, frecvența va continua să scadă, până la o valoare f_{in} , la care este îndeplinită egalitatea $P_g = P_c$. Astfel, apare așa-numitul fenomen de avalanșă (lavină) de frecvență, care poate conduce până la ieșirea din funcțiune a sistemului electroenergetic [14,15].

Totodată, scăderea frecvenței și implicit a vitezei agregatelor generatoare, conduce la scăderea tensiunii în nodurile generatoare și la consumatori. Scăderea tensiunii poate evolua din aproape în aproape, luând naștere fenomenul de avalanșă (lavină) de tensiune. La frecvențe

sub o anumită valoare, cuprinsă de obicei în intervalul 44÷45 Hz, există pericolul ieșirii din funcțiune a întregului sistem electroenergetic.

În ipotezele de mai sus, soluția pentru evitarea unei avarii generalizate o constituie deconectarea (sacrificarea) anumitor consumatori, astfel încât, prin puterea decuplată, să se atingă cât mai repede egalitatea $P_g = P_c$, iar frecvența să revină la valoarea nominală (de consemn), f_n , sau la un nivel minim admisibil, f_{rev} , apropiat de f_n . Frecvența de restabilire (revenire) se situează în intervalul $f_{rev} = 48\div49,5$ Hz (se asigură astfel funcționarea fără dificultate a motoarelor asincrone). Readucerea frecvenței de la valoarea f_{rev} , la valoarea f_n , constituie (așa cum se va vedea în capitolul 6) sarcina instalațiilor de reglare a frecvenței și puterii active. Deconectarea consumatorilor se face eșalonat, în tranșe (trepte), volumul și puterea consumatorilor sacrificați într-o tranșă fiind corelate cu nivelul scăderii frecvenței [4].

5.2.1 Principiul DASF

Diagrama din figura 5.1 ilustrează evoluția în timp a frecvenței sistemului, la apariția unui deficit de putere și intervenția dispozitivelor de DASF [6,13,16]. Pe parcursul deconectării eșalonate a consumatorilor, frecvența variază, în timp, după legi exponențiale. În lipsa dispozitivelor pentru DASF, frecvența ar varia de la o valoare inițială f_0 la o valoare finală, f_{fin} , după exponențiala 1, conform relației:

$$f_{fin} = f_0 - (f_0 - f_{fin})(1 - e^{-t/T_{SE}}), \quad (5.1)$$

unde T_{SE} este constanta de timp a sistemului electroenergetic (durata de timp corespunzătoare segmentului cuprins între originea axelor de coordonate și intersecția subtangentei la curba 1, în punctul a_0 , cu axa absciselor).

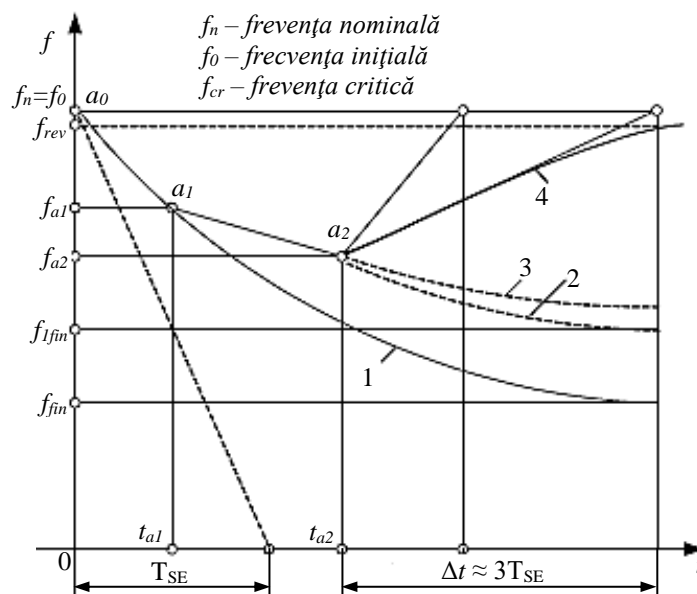


Fig.5.1. Diagrama evoluției în timp a frecvenței sistemului la apariția unui deficit de putere activă.

La deconectarea consumatorilor din prima tranșă, în punctul a_1 (t_{a1}), deficitul de putere se reduce la $\Delta P_1 = \Delta P - P_{dec1}$, în consecință frecvența variază după curba 2, conform ecuației:

$$f_{1fin} = f_{a1} - (f_{a1} - f_{1fin}) \left(1 - e^{-t/T_{SE}} \right). \quad (5.2)$$

Recurgând la un nou sacrificiu, în punctul a_2 (t_{a2}), care deconectează puterea P_{dec2} , deficitul de putere se reduce sau se anulează. Dacă nu se restabilește echilibrul puterilor, frecvența va continua să scadă după altă curbă exponențială (de exemplu 3). În cazul în care deficitul de putere se anulează, frecvența va începe să crească, tot exponențial (curba 4), ajungând la momentul $t \approx t_1 + t_2 + 3T_{SE}$, la valoarea de revenire:

$$f_{rev} = f_{a2} + (f_{rev} - f_{a2}) \left(1 - e^{-t/T_{SE}} \right). \quad (5.3)$$

În condițiile în care puterea primei tranșe este corect evaluată frecvența poate să revină, la valoarea f_{rev} , încă de la prima deconectare [15].

Conform celor arătate mai sus, intervenția și funcționarea dispozitivelor de DASF necesită măsurarea frecvenței sau sesizarea unor valori discrete, bine determinate (f_{a1} , f_{a2} ...), ale acestora. În acest scop, se folosesc elemente de măsurare a frecvenței, a căror acordare se poate modifica. Selectarea consumatorilor sacrificați se poate face cu/sau fără luarea în considerație a importanței acestora. De regulă, nu se sacrifică mari consumatori industriali (datorită problemelor deosebite care ar putea decurge la întreruperea alimentării cu energie electrică a acestora), fiind preferate circuitele de distribuție din rețelele urbane. Totodată, este recomandată distribuția uniformă, în cuprinsul sistemului, a sacrificiilor.

De obicei, intervenția dispozitivelor de DASF este temporizată, excepție făcând situația în care frecvența sistemului scade sub valoarea numită critică, $f_{cr} = 45$ Hz, când acțiunea dispozitivelor de DASF trebuie să fie practic instantanee.

5.2.2 Numărul, puterea și temporizarea tranșelor de DASF

Numărul tranșelor care urmează a fi deconectate, notat cu q , se stabilește în funcție de:

- *valorile frecvențelor de acordare* (acționare) a releelor de frecvență, corespunzătoare primei tranșe f_{a1} și ultimei tranșe f_{aq} (impuse în prealabil);
- *de treapta minimă de reglaj* (de selecție) a acestor rele.

În funcție de tipul centralelor electrice care predomină în sistem, se fac următoarele recomandări [1]:

- în sistemele în care predomină termocentralele:

$$f_{a1} \approx 48 \text{ Hz}, f_{aq} \approx 45 \text{ Hz}; \quad (5.4)$$

➤ în sistemele în care predomină hidrocentralele:

$$f_{a1} \approx 47 \text{ Hz}, f_{aq} \approx 44,7 \dots 45 \text{ Hz} \quad (5.5)$$

Treapta de selecție a elementului de măsurare a frecvenței, f_{sel} , este determinată de zona de insensibilitate a acestuia, $2\Delta f_e$, și de variația suplimentară a frecvenței în timpul acționării DASF și a întreruptorului, Δf_{supt} :

$$\Delta f_{sel} = 2\Delta f_e + \Delta f_{supt} \quad (5.6)$$

Pentru Δf_e și Δf_{supt} se admit de regulă următoarele valori: $\Delta f_e = 0,1 \div 0,25 \text{ Hz}$, $\Delta f_{supt} \approx 0,15 \text{ Hz}$.

Numărul tranșelor DASF se determină cu relația:

$$q = \frac{f_{a1} - f_{aq}}{f_{sel}} + 1 \quad (5.7)$$

Puterea tranșelor de sacrificiu se calculează pornind de la expresia deficitului de putere din sistem:

$$\Delta P_c \% = 2k_{C^*} \cdot (f_n - f), \quad (5.8)$$

unde k_{C^*} reprezintă factorul putere-frecvență al consumatorilor și se determină din caracteristica statică putere-frecvență a consumatorilor sau din expresia analitică a acesteia. Pentru majoritatea sistemelor electroenergetice $k_{C^*} = 1,5 \div 3,5$.

Cunoscând valoarea factorului k_{C^*} , (5.8) permite determinarea puterii de sacrificiu necesară pentru readucerea frecvenței la valoarea nominală, atunci când, în urma deficitului de putere $\Delta P_c \%$, ea scăzut la valoarea f .

Pentru readucerea frecvenței la valoarea f_{rev} (așa cum este recomandat în cazul utilizării dispozitivelor DASF), de la valoarea momentană f_{a1} , puterea sacrificată prin prima tranșă este dată de relația

$$P_{T1} \% = 2k_{C^*} \cdot (f_{rev} - f_{a1}). \quad (5.9)$$

Dacă se face o eșalonare a sacrificiilor pe q tranșe, puterile acestora se obțin cu relațiile:

$$\left\{ \begin{array}{l} PT_2 \% = 2k_{C^*} \cdot (f_{rev} - f_{a1})(1 - P_{T1^*}) \\ PT_3 \% = 2k_{C^*} \cdot (f_{rev} - f_{a3}) [1 - (P_{T1^*} + P_{T2^*})] \\ \vdots \\ PT_q \% = 2k_{C^*} \cdot (f_{res} - f_{aq}) \left(1 - \sum_{i=1}^{q-1} P_{Ti^*} \right) \end{array} \right. , \quad (5.10)$$

unde P_{Ti} este puterea tranșei i raportată la valoarea puterii generate în sistem, P_g , în momentul apariției variației frecvenței.

În cazul ideal, un dispozitiv pentru DASF ar trebui să funcționeze fără temporizare. În practică, pentru toate tranșele, cu excepția celei corespunzătoare frecvenței critice, se adoptă anumite temporizări, impuse de o serie de factori (condiții concrete din sistem), cum sunt:

- evitarea acționării false a DASF în timpul fenomenelor tranzitorii care apar în sistem;
- punerea în funcțiune a grupurilor de rezervă din hidrocentrale. Acestea pot interveni cel mai rapid pentru eliminarea deficitului de putere, dar pentru a evita șocurile în conducte în timpul pornirii și reglării puterii, aducerea lor la puterea nominală necesită 10...15 s, timp în care DASF nu trebuie să acționeze;
- evitarea acționării DASF în timpul funcționării dispozitivelor de RAR și AAR, când pot avea loc variații de tensiune și frecvență (acestea pot dura 3..5 s).

În sistemul electroenergetic național se folosesc două tranșe de DASF:

- prima are rolul de a evita scăderea frecvenței sub cea critică (45 Hz), având o temporizare mică (0,5 s);
- cea de a doua, are rolul de a readuce frecvența la valoarea de revenire $f_{rev} = 48\div 49$ Hz, fiind temporizată cu cca. 3s.

Calcululele privind volumul și tranșele DASF se refac din 2 în 2 ani, iar treptele de frecvență din SEN sunt:

- Treapta I: $f = 49,0$ Hz, $df/dt = 0,4$ Hz/s, $t = 0,0$ s (rapidă);
- Treapta II: $f = 48,8$ Hz, $df/dt = 0,4$ Hz/s, $t = 0,2$ s sau $0,1$ s;
- Treapta III: $f = 48,6$ Hz, $df/dt = 0,4$ Hz/s, $t = 0,5$ s;
- Treapta IV: $f = 48,4$ Hz, $df/dt = 0,4$ Hz/s, $t = 0,5$ s;
- Treapta V: $f = 48,2$ Hz, $df/dt = 0,4$ Hz/s, $t = 0,5$ s.

5.2.3 Dispozitive de DASF și RARF

Pentru restabilirea alimentării consumatorilor sacrificați de DASF se poate utiliza reanclanșarea automată rapidă în funcție de frecvența (RARF). Cu ajutorul acesteia, după restabilirea frecvenței în sistem, are loc recuplarea automată a consumatorilor sacrificați anterior. Dispozitivele de RARF se folosesc și în stațiile fără personal de deservire, neconectate la un dispecer, în care sunt instalate dispozitive de DASF. Dispozitivele (instalațiile) de RARF intră, de regulă, în funcțiune, după ce, prin mijloace specifice (de exemplu intervenția

grupurilor din hidrocentrale sau ca urmare a lichidării scurtcircuitelor), frecvența sistemului a fost restabilită la valoarea f_{rev} .

Elementul de bază al DASF este releul de măsurare a frecvenței⁴. Acesta, ca de altfel întreaga schemă a DASF, poate fi realizat cu relee, cu contacte, cu elemente statice sau relee digitale. Dispozitivele moderne de măsură a frecvenței sunt prevăzute cu mai multe trepte, reglabile, oferind astfel posibilitatea modificării frecvenței de acționare și revenire, în vederea folosirii unui aceluiași releu de frecvență pentru realizarea DASSF cu mai multe tranșe.

5.2.3.1 Dispozitiv de DASF cu două tranșe, fără RARF

În figura 5.2 este prezentată schema unui dispozitiv de DASF fără reanclanșare automată rapidă la revenirea frecvenței (RARF) [1,6]. Dispozitivul permite deconectarea a două tranșe, o tranșă de bază, rapidă, realizată cu releul de frecvență KF1 și releul intermediar K1 și o tranșă suplimentară, realizată cu releul de frecvență KF2, releul de timp KT și releul intermediar K2.

Schema funcționează astfel:

- la scăderea frecvenței, la valoarea pentru care este reglat releul KF1 (valoarea de acționare), acesta acționează și prin intermediul releului K1, comandă declanșarea întreruptoarelor consumatorilor sacrificați;
- în cazul în care, prin acționarea tranșei de bază, nu s-a obținut frecvența f_{rev} , intervine tranșa suplimentară. Releul KF2 este reglat la o valoare a frecvenței $f_{a2} = 47 \div 48$ Hz și comandă, cu o temporizare de 15 ÷ 25 s (releul de timp RT) declanșarea celei de a doua tranșe de consumatori.

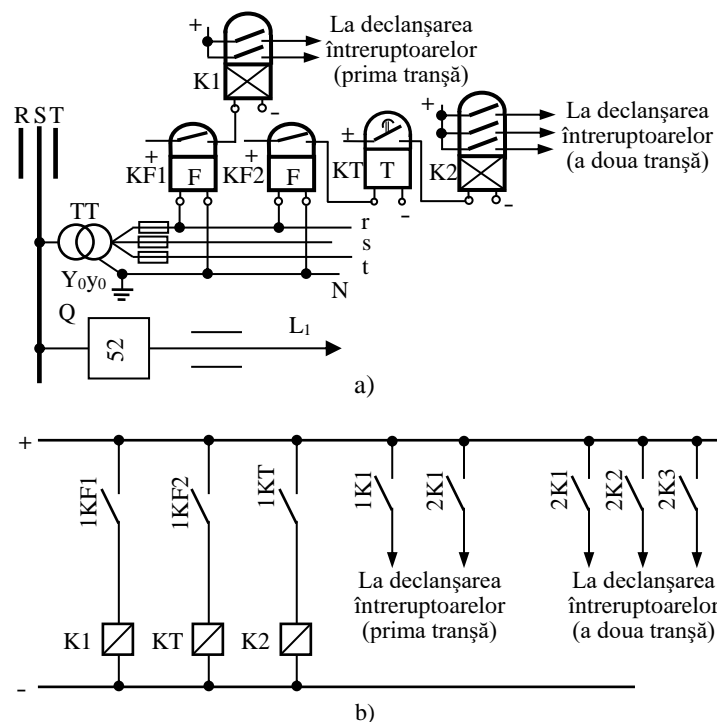


Fig.5.2. Dispozitiv de DASSF fără reanclanșare automată rapidă la revenirea frecvenței (RARF):

a - schema electrică de principiu; b – schema electrică de comandă.

⁴ Releele de protecție de frecvență sunt *relee minimale*, care acționează la scăderea frecvenței din circuitul supravegheat sub o valoare de prag reglată.

➤ când frecvența ajunge la valoarea f_{rev} (reglată cu 3K3), releul KF revine în starea inițială (neacționat), dezexcită releul K1 și prin acesta relele KT1, KT2, K2 și K3 sunt dezexcitate. Prin contactul NI, 2K3 și contactul 1KT2 (cu temporizare la deschidere cu durata reglată T2) se excită releul intermediar K4 care comandă recuplarea consumatorilor. Releul KS2 va semnaliza funcționarea RARF;

➤ contactul NI cu temporizare la închidere, 2KT2, care inițial era deschis, se închide după dezexcitarea lui KT2 cu temporizarea T2. Astfel, este comandat releul de timp KT3 (cu temporizare la deschidere) și releul intermediar K5, care asigură o comandă suplimentară de recuplare a consumatorilor. Prin acestea, după timpul de închidere al contactului 2KT2, se asigură un impuls suplimentar de anclanșare a întreruptoarelor consumatorilor, cu ajutorul releelor KT3 și K5. Releul KT3 are o temporizare la revenire ceva mai mare decât timpul de cuplare al întreruptoarelor. Releul KS3 indică realizării suplimentării impulsului de anclanșare al întreruptoarelor. Această comandă suplimentară este necesară în situația în care, capacitatea bateriei de acumulare nu este suficientă pentru a comanda simultan anclanșarea tuturor întreruptoarelor consumatorilor sacrificați (în cazul de față fiind vorba despre 4 consumatori).

Deoarece în majoritatea cazurilor, variațiile mari de putere în sistem sunt însoțite de variații ale tensiunii, se recomandă utilizarea unor circuite de menținere a tensiunii de alimentare a releului de frecvență, la un nivel operativ. Aceste circuite sunt cunoscute sub denumirea de stabilizatoare de tensiune și sunt implementate în principal, cu ajutorul transformatoarelor și releelor de tensiune.

5.3 DESCĂRCAREA AUTOMATĂ A SARCINII LA SCĂDEREA TENSIUNII (DASU)

Scăderea majoră a tensiunii de alimentare a consumatorilor poate avea consecințe grave asupra stabilității funcționării. Pentru evitarea acestor urmări se recurge la sacrificarea unor categorii de consumatori prin acțiuni de tip DASU.

Scăderea frecvenței constituie un criteriu care indică în mod sigur un deficit de putere activă din sistem, în timp ce scăderea tensiunii din rețea poate fi provocată și de defecte cu caracter local (scurtcircuite) care se elimină prin acționarea protecțiilor fără a necesita sacrificarea de consumatori. Astfel, poate să apară posibilitatea interpretării greșite a scăderii tensiunii și efectuarea din acest motiv a unor sacrificii de consumatori, care de fapt nu sunt necesare. De altfel, această problemă constituie principala dificultate în realizarea DASU [13,17].

Schema DASU (Fig.5.4, a și b) cuprinde trei rele minimale de tensiune (KV1, KV2, KV3) având pragul de pornire (tensiunea de acționare) reglat la valoarea de $0,8 \cdot U_n$.

Schema de măsurare a automatizării mai cuprinde și un releu, KV⁻, conectat în circuitul unui filtru de tensiune inversă FTSI(-), care este destinat să detecteze prezența componentelor de tensiune inversă în rețea.

În cazul funcționării într-un regim normal, tensiunea aplicată releelor minimale de tensiune este mai mare decât o valoare reglată. Ca urmare a creșterii consumului de putere activă în

rețea, tensiunea din rețea poate scădea sub valoarea de reglaj ale releelor minimale de tensiune, care comandă declanșarea consumatorilor în ordinea inversă a importanței lor. Comanda de reanclanșare a consumatorilor se dă numai după o injecție suplimentară de putere în rețea. De aceea schema de automatizare este prevăzută cu un releu capabil să sesizeze existența componentelor de tensiune inversă din rețea ce însoțesc scurtcircuiturile.

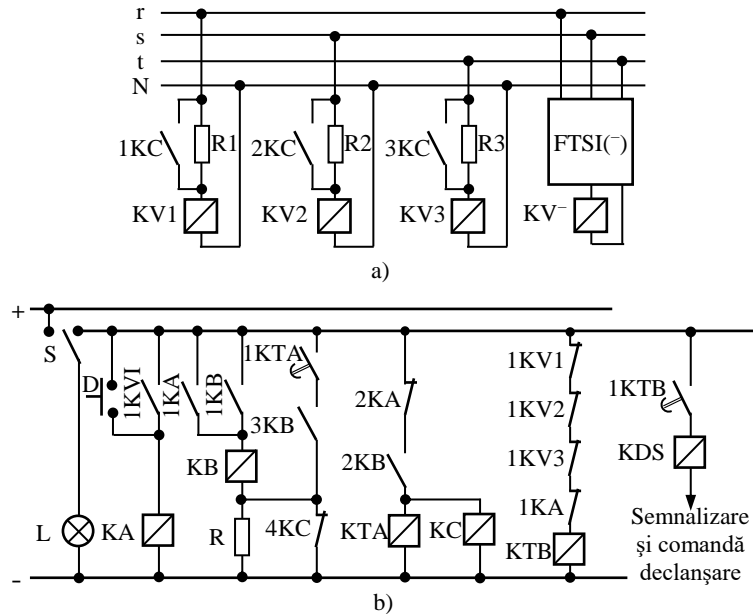


Fig.5.4. Schema dispozitivului de DASU [13]:

a - circuitele de curent alternativ; b - circuitele de curent continuu.

În cazul unui scurtcircuit pe una din liniile din sistem (defect ce trebuie eliminat de protecția aferentă) în rețea apare o scădere a tensiunii ce poate conduce la o deconectare nedorită a unor consumatori. Releul destinat depistării componentelor de tensiune inversă din rețea, ce însoțesc scurtcircuiturile, blochează acțiunea DASU în cazul apariției scurtcircuiturilor.

Principiul de funcționare a schemei de descărcare a sarcinii la scăderea tensiunii, prezentată în figura 5.4, este următorul [17]:

- *acțiunea DASU se traduce prin energizarea releului de semnalizare RDS, care prin închiderea unui contact normal deschis comandă și semnalizează declanșarea sarcinii;*
- *acționarea releului RDS este determinată de închiderea contactului temporizat, 1KTB, care aparține releului de timp KTB. Temporizarea la închiderea contactului 1KTB se alege cu o treaptă de timp inferioară temporizării maxime a protecțiilor liniilor din zona respectivă pentru a se evita declanșarea acestora la suprasarcină;*
- *acțiunea DASU este inițiată (Fig.5.4,a) de scăderea tensiunii din rețea când se dezexcită releele minimale de tensiune care își închid contactele normal închise (NI) 1KV1, 1KV2, 1KV3 (Fig.5.4,b);*
- *pentru a nu se produce acționarea dispozitivului, la scăderi de scurtă durată a tensiunii, provocate eventual de producerea unor scurtcircuituri în rețea, releul de timp KTB este excitat printr-un circuit în care sunt înseriate contactele celor trei rele minimale de tensiune (1KV1, 1KV2, 1KV3) și contactul NI, 3KA1, a releului auxiliar KA1;*

- *releul auxiliar KA1 este condiționat prin contactul 1KVI (ND) de lipsa componentei de secvență inversă a tensiunii (cu o valoare sub valoarea de acționare determinată de regimul normal) și blochează funcționarea DASU la scurtcircuite;*
- *la apariția unui scurtcircuit, KA este excitat, iar KB va fi activat prin contactele 1KA și 4KC (NI) și prin contactul 1KB își asigură automenținerea. Contactele 2KA și 2KB sunt deschise, iar releul de timp KTA și cel auxiliar KC sunt dezexcitate (1KTA, 1KC, 2KC, 3KC sunt deschise)*
- *după un scurtcircuit în zonă, tensiunea poate să scadă la o valoare la care funcționarea este permisă. Deoarece este posibil ca relele de minimă tensiune KV1, KV2 și KV3 să revină în starea inițială (contactele NI deschise) la o tensiune mai mare decât tensiunea de după restaurarea rețelei după defect, ar exista pericolul funcționării dispozitivului după lichidarea scurtcircuitului ca urmare a declanșării prin protecție. Pentru a se evita acest lucru se recurge la o mărire artificială a tensiunii la înfășurările releelor de minimă tensiune, după oricare acționare a releului de tensiune inversă KVI. Astfel, la revenirea releului KVI după lichidarea unui scurtcircuit, prin contactul 2KA (reînchis) și contactul 2KB (închis, deoarece KB și-a realizat automenținerea) se excita releul intermediar KC care închide contactele 1KC, 2KC, 3KC (Fig.5.4,a) șuntând rezistențele R1, R2, R3 înseriate cu bobina releelor de tensiune minimă. De asemenea se excită și releul de timp KTB, care cu temporizarea TB șuntează prin contactul 1KTB bobina releului KB readucând astfel schema în starea inițială;*
- *cheia S servește alimentării schemei de comandă a DASU, iar butonul D pentru reinițializarea ei.*

Deci, dacă după o temporizare, tensiunea din sistem și-a revenit la valoarea normală (peste valoarea de reglaj a releelor minimale de tensiune) acestea opresc deconectarea consumatorilor. Dacă tensiunea din releu nu și-a revenit la o valoare mai mare decât cea de reglaj a releelor minimale de tensiune, fapt care denotă un deficit de putere în rețea, acestea comandă declanșarea unor consumatori până la revenirea tensiunii în rețea la valoarea nominală

5.4DISPOZITIVE AUTOMATE PENTRU PORNIREA GRUPURILOR DIN CENTRALE

La variația sau scăderea frecvenței, restabilirea funcționării normale a sistemelor electroenergetice necesită conectarea în paralel, într-un interval de timp cât mai scurt posibil, a unor grupuri de generatoare sincrone, care formează rezerva de putere.

Hidrogenatoarele sunt sursele de putere care pot fi cel mai repede pornite și încărcate până la puterea nominală. În general, se recomandă ca la scăderea frecvenței sub $48 \div 49,5$ Hz, să intervină hidrogenatoarele din centralele reglate, dacă acestea au acest rol.

Figura 5.5 prezintă schema unui dispozitiv automat de pornire a hidrogenatoarelor dintr-o centrală cu opt grupuri [6]. Dispozitivul reacționează la scăderea frecvenței sub limita admisă:

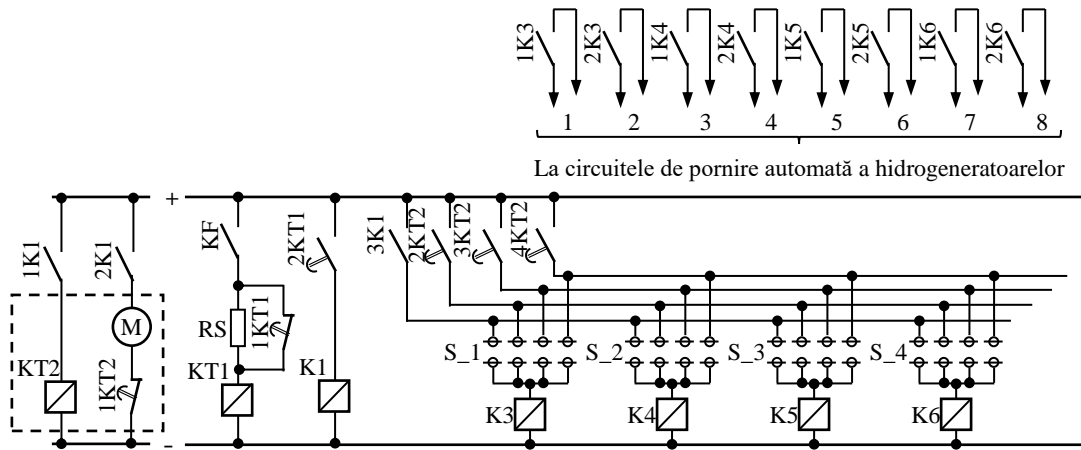


Fig.5.5. Schema electrică de principiu a unei instalații pentru pornirea automată a hidrogeneratoarelor dintr-o centrală.

- *astfel, când frecvența scade* se închide contactul 1KF, al releului minimal de frecvență RF și drept urmare se excită releul de timp KT1, care stabilește temporizarea primei tranșe (cca. 0,5 s). Temporizarea permite evitarea pornirii dispozitivului la închiderea aleatoare a contactului releului de frecvență, de exemplu, ca urmare a variației tensiunii;
- *prin contactul 2KT1* (temporizat la închidere) se excită releul K1;
- *pornirea grupurilor se face în tranșe eșalonate în timp*, în scopul:
 - ✓ evitării pornirii simultane a mai multor grupuri – această condiție impune ca între două tranșe să existe o temporizare de cca. 10 ... 15 s;
 - ✓ pornirii nejustificate a unor grupuri (spre exemplu, dacă frecvența se restabilește ca urmare a pornirii și conectării în paralel a generatoarelor din tranșa anterioară) – această condiție impune ca între două tranșe să existe temporizări de ordinul a 1 ... 2 min;
- *prin contactul 3K1* se dă comanda de pornire primei tranșe;
- *prin contactele 1K1 și 2K1* se excită releul de timp KT2, releu prevăzut cu contacte ale căror temporizări pot fi reglate independent;
- *releul KT2*, cu temporizări independente ale contactele 2KT2, 3KT2 și 4KT2 și releele intermediare K3, K4, K5, K6 comandă pornirea următoarelor tranșe de grupuri.

6 REGLAREA AUTOMATĂ A FRECVENȚEI ȘI PUTERII ACTIVE

6.1 CONSIDERAȚII GENERALE

Frecvența tensiunii de alimentare este unul dintre indicatorii de calitate primari ai energiei electrice, abaterea sa de la valoarea nominală având consecințe nefavorabile asupra funcționării consumatorilor și siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic.

Dependența puterii active consumate, de frecvența tensiunii de alimentare, este exprimată, în general, printr-o relație de forma:

$$P_{c2} = P_{c1} \cdot \left(\frac{f_2}{f_1} \right)^q, \quad (6.1)$$

unde P_{c1} și P_{c2} reprezintă puterile active consumate la frecvențele de alimentare f_1 și f_2 . Relația (6.1) arată că variația frecvenței poate produce variații mari ale productivității consumatorilor, în sensul reducerii acestora, regimul optim de funcționare fiind atins la frecvența nominală.

Într-un sistem electroenergetic, pentru care valoarea medie a factorului q se apropie de 2, dependența (6.1), scrisă în unități relative, devine:

$$P^* = (f^*)^2. \quad (6.2)$$

Dacă reactanța transversală echivalentă a sistemului este aproximată prin:

$$X_{SE} = L \cdot \omega, \quad (6.3)$$

consumul global de putere reactivă al acestuia se exprimă prin:

$$Q = \frac{U^2}{X_{SE}} = \frac{U^2}{L \cdot \omega}. \quad (6.4)$$

Dependența cu frecvența a consumului de putere reactivă al sistemului, în unități relative, devine:

$$Q^* = \frac{1}{f^*} = (f^*)^{-1}. \quad (6.5)$$

Pentru o frecvență a tensiunii sistemului $f \neq f_n$, pierderile globale de putere approximate prin pierderile în cupru (cu efect caloric), ΔP_{Cu} , se pot exprima prin relația:

$$\Delta P_{SE} \approx \Delta P_{Cu} = R \cdot (I_a^2 + I_r^2) = R \cdot \left\{ \left[\frac{P_n \cdot \left(\frac{f}{f_n} \right)^2}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right]^2 + \left(\frac{Q_n \cdot \frac{f_n}{f}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \right)^2 \right\}, \quad (6.6)$$

unde I_a , I_r reprezintă componenta activă, respectiv reactivă, a curentului I , R este rezistența echivalentă a sistemului, iar indicele n desemnează valori nominale.

Dacă se neglijează componenta reactivă a curentului ($\lambda = \cos\varphi > 0,8$), se poate scrie că:

$$\Delta P_{SE} \approx K_{SE} \cdot f^4, \quad (6.7)$$

adică variația pierderilor de putere în sistem este proporțională cu puterea a patra a frecvenței tensiunii. La scăderea frecvenței, scad pierderile în sistem, dar se reduce și productivitatea consumatorilor, iar la creșterea frecvenței, cresc pierderile de putere în sistem [6].

În concluzie, menținerea constantă a valorii frecvenței, prezintă o serie de avantaje, dintre care se amintesc:

- un regim optim de funcționare al receptoarelor consumatorilor;
- eliminarea fluctuațiilor pierderilor de putere;
- creșterea randamentului global al centralelor electrice;
- eliminarea erorii aparatelor de măsurare sau înregistrare, în special a celor de inducție (de ex. contoarele de energie electrică, relele de putere, wattmeter etc.);
- îmbunătățirea indicilor tehnico-economici în exploatarea SEE;
- creșterea calității energiei electrice;
- sporirea gradului de fiabilitate al sistemului etc.

În condițiile interconectării sistemelor electroenergetice dezvoltate, menținerea constantă a frecvenței constituie o cerință indispensabilă, variațiile de frecvență (și, deci, de putere de schimb între sistemele interconectate) fiind inacceptabile pentru parteneri.

6.2 CORELAȚIA DINTRE FRECVENȚA SISTEMULUI ȘI VITEZA (TURAȚIA) AGREGATELOR GENERATOARE

Spre deosebire de tensiune, care poate să varieze în diferite puncte ale unui sistem energetic, frecvența este aceeași în orice punct al sistemului și este legată de turația (viteza) agregatelor generatoare, n , prin relația:

$$f = \frac{p \cdot n}{60}, \quad (6.8)$$

unde p este numărul de perechi de poli ai generatorului. În consecință, menținerea constantă a frecvenței este condiționată de menținerea constantă a turației agregatelor.

Dacă se menține constantă admisia agentului motor (abur, apă, motorină etc.), notată cu Z , motorul primar va dezvolta la arbore o putere mecanică P_M și un cuplu C_M , (Fig.6.1). Valorile nominale se aleg astfel încât motorul primar să funcționeze stabil la variații în jurul acestora ($P_{Mn} < P_{Mmax}$).

Dacă se modifică admisia, curbele puterii și cuplului se deplasează paralel cu ele însele. Astfel, în figura 6.1 se observă că, la creșterea admisiei de agent motor la turbină, curba $P_M(n)$ se deplasează spre dreapta, spre valori P_{Mmax} mai mari ($P'_{Mmax} > P_{Mmax}$ la $Z_2 > Z_1$ [2,18]).

Caracteristica statică a vitezei motorului primar, în funcție de putere, la valoare constantă a admisiei, se poate aproxima cu o dreaptă care trece prin n_n, P_{Mn} , cu statismul natural

$$S_{0n} = \frac{n_0 - n_n}{P_{Mn}}. \quad (6.9)$$

Variațiile de frecvență, în sistem, sunt datorate diferențelor între puterea generată (debitată) și puterea consumată. În figura 6.2 s-au reprezentat caracteristicile frecvență–putere ($f - P$) ale sistemelor de producere și consum (consumatorilor), aferente unui sistem electroenergetic. În punctul de funcționare notat cu A (punctul de intersecție al caracteristicilor $f - P$ ale producătorului și consumatorului), se realizează echilibrul $P_{cl} = P_{gl} = P_l$.

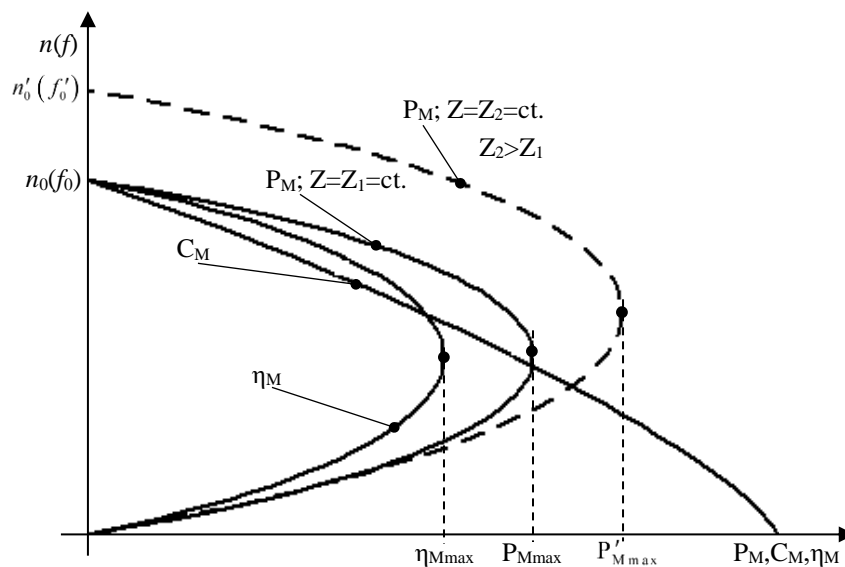


Fig.6.1. Puterea mecanică dezvoltată la arborele mașinii de antrenare a generatorului, P_M , cuplul dezvoltat la arbore, C_M , randamentul, η , în funcție de turația n , sau frecvența f .

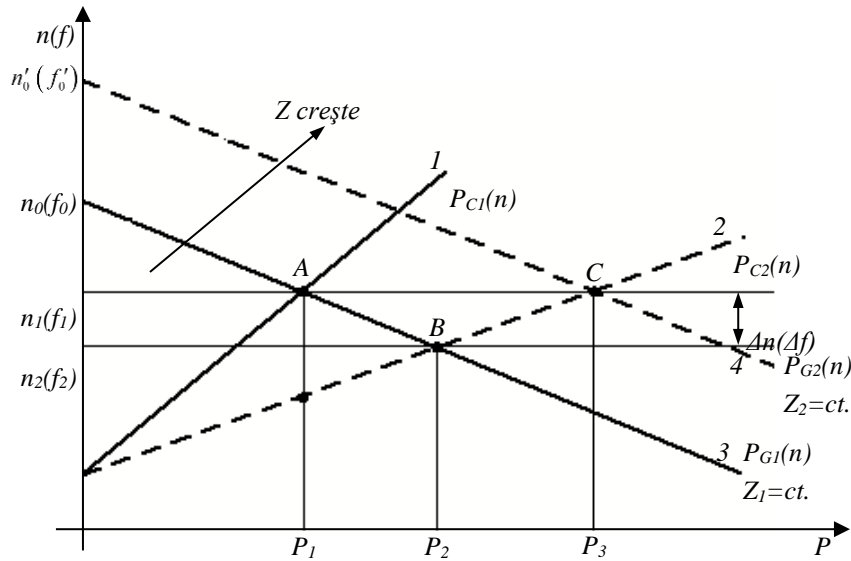


Fig.6.2. Caracteristicile frecvență–putere (f - P) ale sistemelor de producere și consum, aferente unui sistem electroenergetic.

Egalitatea între puterea debitată de agregat și puterea consumată în sistem are loc la viteza n_1 , respectiv frecvența f_1 . La o creștere a consumului de putere, $P_{c2} > P_{c1}$ (spre exemplu prin conectarea unui nou consumator), la aceeași turație n_1 , se solicită o putere mai mare, $P_3 > P_1$. În primul moment, deficitul de putere este acoperit de masele în rotație, care încep să se decelereze. După trecerea regimului tranzitoriu, prin reglarea statică a grupului, se stabilește noul regim permanent în punctul B (la o turație $n_2 < n_1$), valoarea variației de frecvență depinzând de statismul producătorului și de caracteristica sarcinii introdusă de consumatori. În acest interval de timp, admisია Z nu s-a modificat ($Z = Z_1 = ct.$).

Frecvența rețelei revine la valoarea nominală, dacă deficitul de putere ΔP este înlăturat. Pentru a se funcționa, la noul consum de putere electrică activă, cu aceeași turație n_1 , trebuie să se modifice admisია Z a agentului motor. Astfel, în figura 6.2, se deplasează prin translație caracteristica P_{g1} , din poziția 3 în poziția 4 ($Z = Z_2 = ct., Z_2 > Z_1$), ceea ce echivalează cu mărirea admisiei agentului motor la turbina de antrenare a generatorului electric). Noul punct de funcționare, C, (situat la intersecția curbelor 2 și 4) asigură echilibrul puterilor $P_{c2} = P_{g2}$, la un nivel crescut al consumului, dar la aceeași turație $n = n_1$ ($\Delta n = n_2 - n_1 = 0$). Acest deficit poate fi preluat de toate agregatele sistemului, sau numai de o parte din acestea, prin deplasarea caracteristicilor lor $f - P$ [19,20,21].

Conform (6.1), menținerea constantă a turației este o condiție indispensabilă pentru menținerea constantă a frecvenței. În sistemele electroenergetice, eliminarea variațiilor permanente ale frecvenței se realizează prin utilizarea reguletoarelor de viteză (turație). Rolul acestora este de a menține constantă viteza (turația) agregatelor generatoare. Reglarea vitezei se poate face astatic sau static, în raport cu parametrul perturbator, puterea mecanică de la arborele agregatului, respectiv, ținând seama de randamentul generatorului η_G , puterea electrică activă debitată de generatorul sincron, P_g [6,19].

În realitate, turația nu este menținută strict constantă ($\Delta n \neq 0$), ci variabilă, în limite prestabilite, slab dependentă de perturbația reprezentată de variația de putere activă consumată, ΔP_C . Se realizează, în acest fel, caracteristici de reglare statice ale vitezei (turației), care permit repartiția univocă a marimilor perturbatoare pe agregatele generatoare conectate în paralel, aflate fie în aceeași centrală electrică, fie în diferite puncte ale sistemului energetic.

În figura 6.3 este reprezentată caracteristica externă turație - putere, în cazul folosirii unui regulator automat de viteză (turație) cu caracteristica statică pozitivă. În acest caz, dependența turație-putere, este dată de relația

$$n = n_0 - \frac{n_0 - n_{\min}}{P_n} \cdot P, \quad (6.10)$$

unde:

- $P = P_C$ (în punctele de regim, $P_C = P_G$);
- n_0 - turația de mers în gol (sau consemnul de turație);
- n_{\min} - turația minimă, la funcționarea în regim de sarcină maximă, $P = P_n$.

Raportul

$$\frac{n_0 - n_{\min}}{P_n} = S_{0n} \quad (6.11)$$

reprezintă gradul de statism natural la reglarea vitezei (turației) [6,19].

Din figura 6.3 se observă că, în situația liniarizării caracteristicii 1 în intervalul $[0, P_{\text{nom}}]$:

$$S_{0n} = \text{tg} \alpha . \quad (6.12)$$

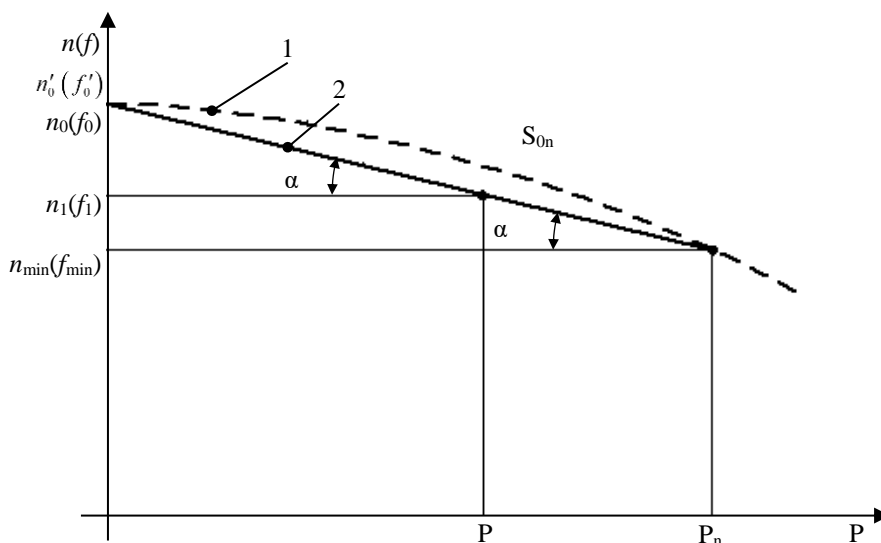


Fig.6.3. Caracteristica externă turație - putere, pentru un regulator automat de viteză (turație) cu caracteristica statică pozitivă.

6.3 REGLAREA VITEZEI (TURAȚIEI) AGREGATELOR GENERATOARE

Reglarea automată a vitezei are drept scop menținerea turației în limite prestabilite, slab dependente de perturbația reprezentată de variația sarcinii active.

Reglarea statică, cu statism mai mic decât cel natural, se utilizează în cazul agregatelor cuplate la sistemul electroenergetic. În acest fel se asigură repartiția dorită a puterilor active, fiind însă imposibilă menținerea riguros constantă a frecvenței, sistemul de reglare automată a vitezei fiind insuficient pentru aceasta. Gradul de statism artificial, S_n , este mult mai mic decât statismul natural. De regulă acesta este $S_{n0} = 3 \dots 6 \% \text{ la } P_M = P_{Mn}$.

În sistemele electroenergetice mari, regulatoarele de viteză ale turbinelor nu reglează viteza de rotație a turbinelor, deoarece viteza unghiulară a grupurilor este determinată de frecvența tensiunii sistemului (dar frecvența sistemului este sensibilă la deranjarea echilibrului puterilor). La aceeași admisie și la creșterea sarcinii, generatorul prea încărcat poate intra în regim de motor sincron, dar nu modifică frecvența. De aceea regulatoarele de viteză ale agregatelor se mai numesc și primare. Acestea modifică admisia fluidului motor și prin aceasta puterea debitată și nu viteza.

Reglarea astatică asigură menținerea constantă a turației și deci a frecvenței, dar nu se poate aplica decât în cazul agregatelor funcționând izolat (datorită dificultăților repartiției puterii active între agregate), situație în care este cel mai eficace mijloc de menținere constantă a frecvenței.

În scopul reglării vitezei (turației), turbinele care antrenează generatoarele sincrone din centralele electrice sunt echipate cu regulatoare automate de viteză (RAV). Așa cum s-a arătat în paragraful 6.2, sistemul de reglare automată a vitezei trebuie să asigure preluarea univocă și modificarea, în funcție de necesități, a repartiției mărimilor perturbatoare (altfel spus, modificarea încărcării diferitelor agregate generatoare). Realizarea acestui deziderat impune reglarea statică a vitezei.

6.4 PRINCIPIUL METODELOR DE REGLARE AUTOMATĂ A FRECVENȚEI ȘI PUTERII ACTIVE

Principiul metodelor de reglare automată a frecvenței și puterii active, într-un sistem electroenergetic, este ilustrat în figura 6.4. Se consideră două agregate, (generator + turbină), funcționând în paralel și având turbinele echipate cu regulatoare automate de viteză (RAV), cu caracteristici de reglare statice pozitive, statisme diferite (S_1, S_2) și turații de funcționare în gol diferite (n_{01}, n_{02}).

Cele două grupuri funcționează la o turație echivalentă n_1 (frecvența $f_1 = f_n$) și debitează puterea $P_1 = P_{11} + P_{21}$. Dacă puterea activă consumată în sistem crește la valoarea P_2 , turația echivalentă scade la valoarea n_2 (frecvența f_2). Ca urmare a redistribuirii perturbației ΔP între cele două agregate, puterile repartizate pe acestea se modifică la P_{12}, P_{22} cu:

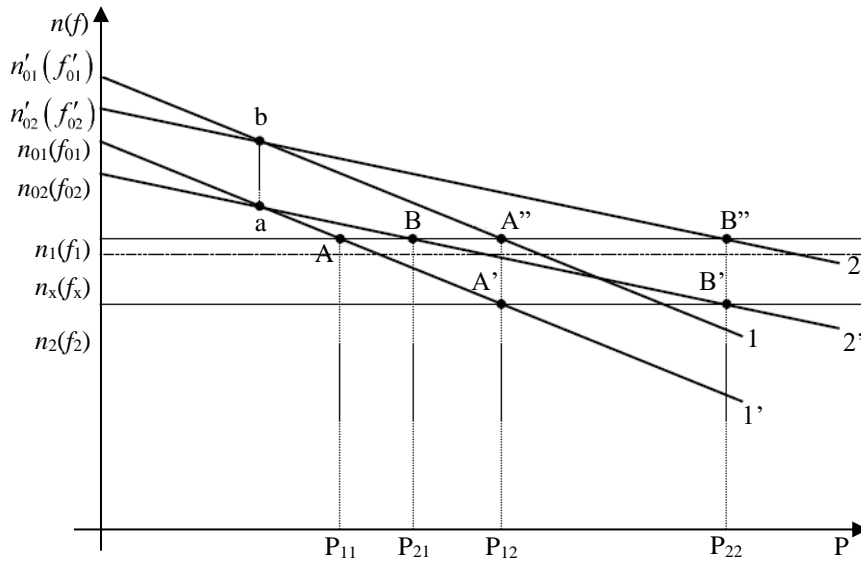


Fig.6.4. Principiul metodelor de reglare automată a frecvenței și puterii active într-un sistem electroenergetic.

$$P_2 = P_{12} + P_{22}, \quad P_2 = P_2 + \Delta P, \quad \Delta P > 0. \quad (6.13)$$

Deplasând caracteristicile de reglare paralel cu ele însele, cu aceeași cantitate, din 1 în 1' și din 2 în 2', turația (frecvența) revine la valoarea n_1 , fără ca legea de repartiție a puterilor pe agregate (prin statism) să se modifice ($P_2 = P_{12} + P_{22}$).

Noile poziții ale caracteristicilor statice ale RAV corespund unei majorări a admisiei de agent motor (Z) la turbină, care face ca noile valori de consemn pentru turație să fie $n'_{01} > n_{01}$ și $n'_{02} > n_{02}$ (deplasarea dreptelor 1 și 2 s-a făcut prin translație, fără modificarea pantelor acestora – cu alte cuvinte, fără modificarea statismelor S_1 și S_2 ale sistemelor de reglare automată a vitezei).

Dacă operația de deplasare se face numai la unul din agregate, de exemplu cel cu caracteristica 2, acesta își va schimba caracteristica în 2', readucând turația la valoarea prescrisă, dar va prelua integral surplusul de putere cerut (figura 6.5); în astfel de situații, se poate ajunge la supraîncărcarea unuia dintre agregatele generatoare din sistem.

În concluzie, la o variație a frecvenței în sistem, ca urmare a variației puterii active totale solicitată de consumatori, aceasta este readusă la valoarea nominală (sau de consemn), prin deplasarea tuturor caracteristicilor reguletoarelor de viteză paralel cu ele însele și cu aceeași cantitate, păstrându-se aceeași repartiție a puterilor active pe agregate. Acest mod de acțiune (cu deplasarea caracteristicilor) constituie principiul metodelor de reglare a frecvenței și puterii active în sistemele electroenergetice. Pentru ca în procesul tranzitoriu al reglării frecvenței, să se mențină legea de repartiție a puterilor și să nu apară circulații de putere necorespunzătoare în sistem, deplasarea caracteristicilor trebuie să se facă simultan, pentru toate reguletoarele care participă la proces.

În fapt, reglarea frecvenței și puterii active este un proces mixt de reglare turației și frecvență. Deoarece reglarea frecvenței trebuie să fie astatică în raport cu perturbația ΔP (pentru a asigura

menținerea frecvenței la valoarea constantă $f = f_0 = 50$ Hz - nu sunt acceptabile statistice de câteva procente, care ar determina erori mai mari decât cele admisibile), sarcina repartiției univoce a perturbației (sau, a modificării, în funcție de necesitate, a acestei repartiții), revine reguletoarelor de viteză (turație) ale turbinelor de antrenare.

Procesul reglării frecvenței se desfășoară practic în două etape:

1) **Etapa I-a (reglarea primară)** - a variația puterii active consumate (deci, și a celei generate), variază turațiile turbinelor din centrale și intră în funcțiune reguletoarele automate de viteză (turație). Acestea au caracteristici statice de reglare și asigură redistribuirea mărimilor perturbatoare (sarcinile active) pe diferitele agregate în paralel, acționând asupra admisiei agentului motor la turbine. În acest fel, se restabilește echilibrul între puterile active generate și cele consumate, la o turație globală (echivalentă) apropiată de cea fixată (de consemn), dar diferită de aceasta (reglarea este statică). Etapa I-a, în urma căreia se asigură repartiția stabilă a puterilor conform statistului impus poartă denumirea de reglarea primară sau de viteză.

2) **Etapa a II-a (reglarea secundară)** - aceasta constă în intervenția reguletoarelor automat de frecvență, care, deplasează simultan, prin translație, caracteristicile statice ale RAV aferente turbinelor care participă la reglare, restabilind turația echivalentă și implicit frecvența, la valorile de consemn. În această etapă de restabilire a frecvenței la valoarea de consemn nu se modifică distribuția sarcinilor active pe diferitele agregate în paralel (repartiția variațiilor de putere se face după criteriile tehnice fixate anterior). Reglarea automată a frecvenței este o reglare astatică.

Ansamblul celor două etape, în urma căreia se realizează, concomitent, menținerea constantă a frecvenței în sistem și redistribuirea sarcinilor active, poartă numele de reglare automată a frecvenței și puterii active.

Centralele ale căror grupuri preiau sarcina suplimentară, prin deplasarea caracteristicii lor de încărcare, se numesc centrale reguletoare de frecvență sau reglante, iar cele care funcționează pe caracteristici statice nemodificabile se numesc centrale reglate static. Rapiditatea (de ordinul secundelor) și precizia reglării primare și secundare se obțin prin automatizare.

În particular, procesul de reglare automată frecvență-putere activă poate să includă o a treia etapă de reglare, numită reglare terțiară, care constă în repartiția economică a sarcinii între agregatele în funcțiune (cu durata de ordinul minutelor), ținând seama eventual de pierderile în sistem.

Alegerea centralelor reglante este în primul rând o problemă economică. O repartiție economică a puterilor între centralele reglante are loc atunci când creșterile relative ale prețului de cost sunt egale. Din considerații tehnico-economice, ca centrale reglante se aleg hidrocentralele și termocentralele cu turbine cu condensatie.

6.5 METODE PENTRU REGLAREA AUTOMATĂ A FRECVENȚEI ȘI PUTERII ACTIVE ÎN SISTEMLILE ELECTROENERGETICE

6.5.1 Repartizarea proporțională a sarcinilor pe agregate

Metoda este relativ simplă și se utilizează pentru reglarea frecvenței cu grupurile unei centrale, ale mai multor centrale sau cu toate grupurile sistemului, folosind un repartitor de sarcină.

Conform acestei metode, fiecare agregat care participă la reglarea automată a frecvenței și puterii active se echează cu un regulator automat de frecvență, cu caracteristica de reglare statică pozitivă; pe parcursul reglării, valoarea de mers în gol, f_0 , se modifică cu un termen proporțional cu puterea totală cerută celor n agregate reglante, adică cu variația de putere în sistem. Ecuațiile caracteristicilor statice rezultate sunt:

$$\begin{cases} f = f_{01} + a_1 \sum_{i=1}^n \Delta P_i - S_1 \cdot \Delta P_1, & \Delta f_1 = S_1 \left(\Delta P_1 - \alpha_1 \sum_{i=1}^n \Delta P_i \right); \\ f = f_{02} + a_2 \sum_{i=1}^n \Delta P_i - S_2 \cdot \Delta P_2, & \Delta f_2 = S_2 \left(\Delta P_2 - \alpha_2 \sum_{i=1}^n \Delta P_i \right); \\ \vdots & \vdots \\ f = f_{0n} + a_n \sum_{i=1}^n \Delta P_i - S_n \cdot \Delta P_n, & \Delta f_n = S_n \left(\Delta P_n - \alpha_n \sum_{i=1}^n \Delta P_i \right), \end{cases} \quad (6.14)$$

unde $\alpha_i = a_i/S_i$ iar a_i sunt coeficienții de repartitie ai puterii totale, pe agregatele considerate.

Relațiile (6.14) se divid, în ordine, cu S_i ($i = 1 \dots n$) iar rezultatele se însumează, obținând următoarea relație:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\Delta f_i}{S_i} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i - \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_i \right) \left(\sum_{i=1}^n \alpha_i \right) = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \left(1 - \sum_{i=1}^n \alpha_i \right). \quad (6.15)$$

Dacă sarcina se măsoară exact, atunci:

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1, \quad (6.16)$$

de unde rezultă că:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\Delta f_i}{S_i} = 0 \quad (6.17)$$

și

$$f = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{f_{0i}}{S_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{S_i}} = ct. \quad (6.18)$$

Relația 6.18 arată că, *în regim staționar frecvența sistemului rămâne constantă independent de sarcină.*

Pentru a asigura dependența caracteristicii statice de reglare atât de puterea proprie în funcțiune, P_i , cât și de o fracțiune a_i din puterea totală, la dispecerul energetic se instalează un sumator de putere și un repartitor de sarcina activă, de la care se vor transmite ordinele de încărcare spre centralele și/sau grupurile reglante din sistem:

- *dacă reglarea frecvenței se face* de către o singură centrală, legătura între repartitorul de sarcină și agregate este simplu de realizat;
- *dacă agregatele reglante se află* în centrale diferite, se folosesc instalații de telemăsură și/sau teletransmisie.

Procesul de reglare se desfășoară astfel:

- *în momentul dispariției* echilibrului între puterile consummate și generate în sistem, frecvența se abate de la valoarea prescrisă;
- *ca urmare*, sistemul de reglare automată a frecvenței intră în acțiune și modifică încărcarea grupurilor, astfel încât să fie restabilit acest echilibru și deci valoarea nominală a frecvenței;
- *dacă*, după restabilirea frecvenței, sarcina unor generatoare nu corespunde valorii cotei prescrise, regulatoarele acestora acționează și produc o redistribuire a sarcinii pe grupuri, astfel încât fiecare grup să se încarce la sarcina prescrisă. Reglajul este astatic din punct de vedere al menținerii frecvenței în sistem și static din punct de vedere al repartiției sarcinii între generatoare și de aceea metoda se numește și metoda statismului virtual.

Metoda este simplă și eficientă, dar, în general, datorită erorilor transformatoarelor de măsură și instalațiilor auxiliare, nu se poate realiza condiția (6.16) și de aici un reglaj imperfect al frecvenței ($\Delta f \neq 0$). Se recomandă utilizarea ei în cazul agregatelor identice (situația centralelor hidroelectrice).

6.5.2 Metoda caracteristicilor astatice

Metoda presupune reglarea astatică a unui grup din sistemul energetic, celelalte grupuri funcționând pe caracteristici statice. În practică, se utilizează mai multe variante ale metodei, dintre care în cele ce urmează se prezintă succint două dintre ele: metoda grupului dirijor și metoda agregatului pilot și repartitor.

6.5.2.1 Metoda grupului dirijor

Presupune existența în sistem a unui singur grup cu caracteristica astatică, care are rolul de a prelua orice variație a sarcinii. Astfel, fiecărui grup îi revine o putere constantă:

$$\Delta P_i = \frac{f_{0i} - f}{S_i}, \quad (6.19)$$

iar diferența de putere

$$\Delta P = P - \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_i \quad (6.20)$$

este preluată de grupul de caracteristică astatică.

Metoda prezintă avantajul de a nu schimba repartiția sarcinii pe celelalte grupuri și dezavantajul utilizării unui singur grup reglant, de putere mare (peste 8-10% din puterea sistemului) și viteză mare de variație a sarcinii. În timpul procesului tranzitoriu de încărcare a grupului reglant, deficitul de putere este preluat de toate grupurile din sistem, cu scăderea substanțială a frecvenței. Metoda se recomandă sistemelor energetice de putere mică.

6.5.2.2 Metoda grupului pilot și repartitor (metoda caracteristicilor astatice virtuale)

Această metodă utilizează un singur grup cu caracteristica astatică, celelalte având caracteristici statice dependente, din punct de vedere al frecvenței prescrise, de puterea totală repartizată pe grupurile reglante. Această metodă perfecționează metoda statismului virtual, permițând menținerea frecvenței la valoare constantă și repartiția complet determinată a sarcinii între agregatele reglante.

Se presupune că grupul n reglează frecvența, după o caracteristică astatică,

$$f = f_{0n} (\Delta f = 0), \quad (6.21)$$

iar celelate $n - 1$ grupuri funcționează cu caracteristica statică, conform ecuațiilor:

$$\begin{cases} f = f_{01} + b_1 \sum_{i=1}^n \Delta P_i - S_1 \Delta P_1, & f = f_{01} - S_1 \left(\Delta P_1 - \beta_1 \sum_{i=1}^n \Delta P_i \right); \\ \vdots & \vdots \\ f = f_{0n-1} + b_{n-1} \sum_{i=1}^n \Delta P_i - S_{n-1} \cdot \Delta P_{n-1}, & f = f_{0n-1} - S_{n-1} \left(\Delta P_{n-1} - \beta_{n-1} \sum_{i=1}^n \Delta P_i \right); \\ f = f_{0n}, & f = f_{0n}. \end{cases} \quad (6.22)$$

În ipoteza în care frecvența rămâne constantă, puterea unui grup k și a grupului pilot sunt:

$$\Delta P_k = \frac{f_{0k} - f_{0n}}{S_k} + \beta_k \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (6.23)$$

respectiv:

$$\Delta P_n = \left(1 - \sum_{i=1}^{n-1} \beta_i\right) \sum_{i=1}^{n-1} \Delta P_i - \sum_{i=1}^{n-1} \frac{f_{0i} - f_{0n}}{S_i}. \quad (6.24)$$

Dacă

$$f_{01} = f_{02} = \dots f_{0n} = f_0, \quad (6.25)$$

relațiile (6.23) și (6.24) conduc la expresia

$$\Delta P_k = \beta_k \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (6.26)$$

sau

$$\Delta P_n = \left(1 - \sum_{i=1}^{n-1} \beta_i\right) \sum_{i=1}^n \Delta P_i. \quad (6.27)$$

Dacă sunt luate în considerare erorile introduse de transformatoarele de măsură, instalațiile de transmisie și repartitorul de sarcină activă, (6.26) și (6.27) se transformă în:

$$\Delta P_k = \beta_k \sum_{i=1}^n \Delta P_i \pm \delta, \quad (6.28)$$

respectiv

$$\Delta P_n = \left(1 \mp \delta - \sum_{i=1}^{n-1} \beta_i\right) \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (6.29)$$

Metoda asigură menținerea frecvenței la valoarea dorită, independent de sarcina sistemului, numărul grupurilor sau centralelor reglante și erorile dispozitivelor auxiliare.

6.6 REGLAREA AUTOMATĂ A FRECVENȚEI ȘI PUTERII ACTIVE ÎN SISTEME INTERCONECTATE

6.6.1 Reglarea automată separată a frecvenței și a puterii active

Interconectarea sistemelor energetice impune menținerea constantă a frecvenței nominale și a puterilor vehiculate pe liniile de interconexiune, deci, din punct de vedere al reglajului frecvență-putere activă, preluarea variațiilor de sarcină dintr-un sistem trebuie făcută de centralele reglante din sistemul respectiv.

Se consideră sistemele electroenergetice A și B , cuplate prin linia de interconexiune L (Fig.6.6).

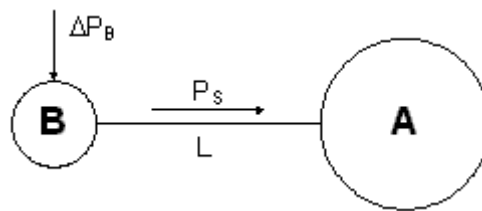


Fig.6.6. Schema bloc a două sisteme electroenergetice (A și B) cuplate printr-o linie de interconexiune.

Sistemul de reglare automată este astfel conceput încât regulatorul central din A menține constantă frecvența iar regulatorul central din B asigură transferul în A al unei părți constante din puterea produsă în B ; altfel spus, sistemul A reglează frecvența, iar sistemul B reglează puterea de schimb, P_s . Locul de măsură a valorii reale a frecvenței se fixează arbitrar în interiorul rețelei A , iar valoarea reală a puterii de schimb se măsoară direct pe linia de interconexiune [3].

În figura 6.7 sunt reprezentate caracteristicile statice ale celor două sisteme, cu punctele de funcționare A_1 și B_1 . Creșterea puterii consumate în sistemul B (cu ΔP_B) va cauza scăderea frecvenței în ambele sisteme, corespunzător valorilor factorilor frecvență - putere K_{EA} , K_{EB} .

Prima etapă a reglării constă în intervenția regloatoarelor primare (de viteză) astfel încât necesarul de putere suplimentar din B va fi asigurat de către ambele sisteme; punctele de funcționare se vor muta în A_2 , B_2 .

Diagrama din figura 6.7 permite scrierea următoarelor relații [19]:

$$\Delta P_B = \Delta P_{BA} + \Delta P_{BB}; \quad (6.30)$$

$$|K_{EA}| = \left| \frac{\Delta P_{BA}}{\Delta f} \right| \quad |K_{EB}| = \left| \frac{\Delta P_{BB}}{\Delta f} \right|; \quad (6.31)$$

$$K_{rez} = |K_{EA}| + |K_{EB}| = \left| \frac{\Delta P_B}{\Delta f} \right|, \quad (6.32)$$

astfel, rezultă variația de frecvență comună ambelor sisteme:

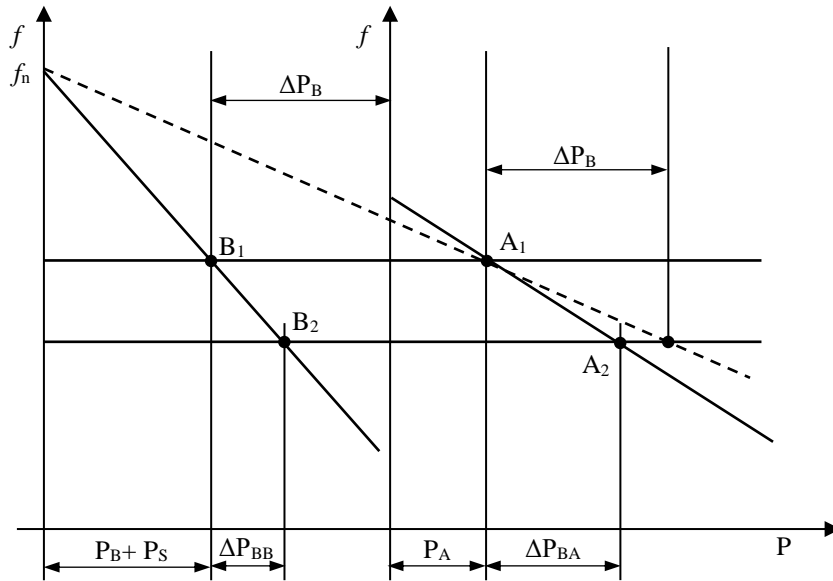


Fig.6.7. Caracteristicile statice frecvență – putere activă ale celor două sisteme interconectate. Diagramă explicativă pentru procesul reglării automate separate a frecvenței și puterii de schimb – prima etapă.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_z}{|K_{EA}| + |K_{EB}|}. \quad (6.33)$$

Se pot determina valorile puterilor ce trebuie produse suplimentar de fiecare sistem:

$$\Delta P_{zA} = \Delta P_z \frac{|K_{EA}|}{|K_{EA}| + |K_{EB}|}; \quad (6.34)$$

$$\Delta P_{zB} = \Delta P_z \frac{|K_{EB}|}{|K_{EA}| + |K_{EB}|}. \quad (6.35)$$

În cea de-a doua etapă (Fig.6.8) intervin regulatoarele secundare (de frecvență) din A și B; regulatorul secundar din A acționează în sensul readucerii frecvenței rețelei la valoarea prescrisă f_n , iar cel din B pentru a asigura valoarea totală a transferului de putere P_S și totodată necesarul suplimentar de sarcină ΔP_B . Se observă că cele două regulatoare funcționează în sens contrar: prin creșterea producției în A, puterea de schimb va continua să scadă, în timp ce sistemul de reglare din B va încerca să majoreze puterea de schimb [19].

Deplasarea caracteristicii sistemului A, de către regulatorul de frecvență, determină reducerea puterii produse în sistem. Deplasarea caracteristicii în sistemul B conduce la o creștere a puterii produse. Descărcarea sistemului A, cu valoarea $(-\Delta P_{BA})$, este posibilă numai dacă frecvența ambelor sisteme crește peste valoarea prescrisă (Fig.6.8, punctele A_3 , B_3).

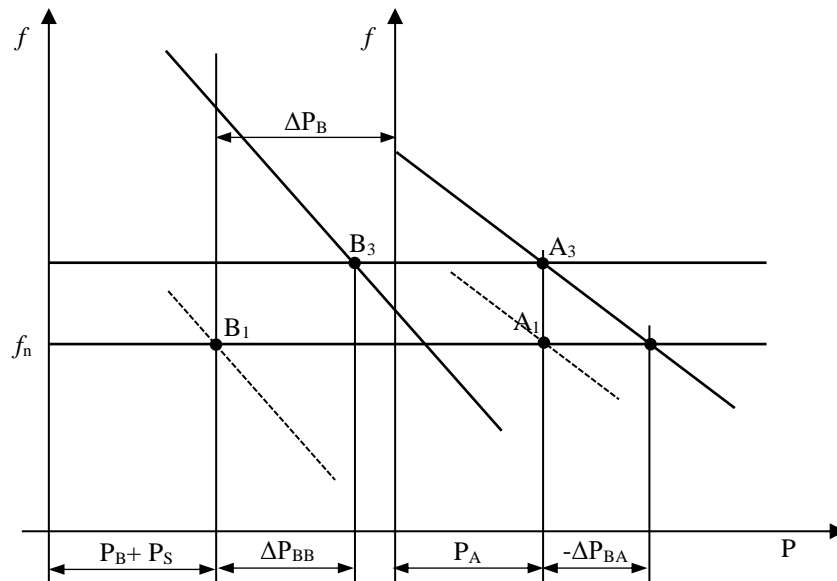


Fig.6.8. Caracteristicile statice frecvență – putere activă ale celor două sisteme interconectate. Diagramă explicativă pentru procesul reglării automate separate a frecvenței și puterii de schimb – a doua etapă.

Deoarece valoarea ΔP_B încă nu este obținută în B , regulatorul de frecvență produce în continuare deplasarea caracteristicilor în sens pozitiv. În același timp regulatorul de frecvență din A produce deplasarea caracteristicilor în sens opus, micșorând frecvența rețelei, care a crescut peste valoarea prescrisă. În acest fel, noul regim staționar va fi atins în etape succesive.

Dacă puterea sistemului care reglează frecvența este mai mare decât cea a sistemului care reglează puterea, după unele fluctuații ale puterii de schimb f și P_s ajung la valorile nominale. Dacă puterea sistemului care reglează frecvența este mai mică, există posibilitatea apariției unor variații ale puterii de schimb, care se amplifică și conduc în final la declanșarea liniei de interconexiune.

6.6.2 Reglarea automată a frecvenței și puterii de schimb

Reglarea $f - P_s$ trebuie să mențină constante două mărimi fizice diferite cu ajutorul unui singur regulator.

Fie un sistem interconectat, alcătuit din cel puțin două sisteme legate între ele prin cel puțin o linie de interconexiune, fiecare sistem component fiind echipat cu un regulator secundar. În toate sistemele există aceeași frecvență și, la variații de sarcină, apar aceleași abateri ale frecvenței.

Se consideră exemplul sistemului interconectat din figura 6.6 [19]. Dacă la reglarea separată, regulatoarele secundare aveau funcții diferite, la reglarea $f - P_s$ ele vor îndeplini aceeași funcție, iar asupra sistemului de reglare a puterii grupului care participă la reglarea $f - P_s$ va acționa numai acel regulator secundar în al cărui sistem apare cauza variației de frecvență.

Diagrama din figura 6.9 indică valorile frecvenței și puterii în cele două sisteme, în cazul unei creșteri a sarcinii în sistemul B . Scăderea comună de frecvență în momentele creșterii sarcinii, face ca, la reglarea deficitului de putere să participe, într-o primă fază (etapă), toate

grupurile reglate static și în frecvență. Conform celor arătate mai sus, pentru regulatorul secundar din A, punctul de funcționare A_2 se află pe caracteristica sa, și de aceea el nu va interveni. Punctul de funcționare al regulatorului secundar din B este în B_3 și nu în B_2 , diferența între puterile corespunzătoare fiind puterea lipsă în B_2 .

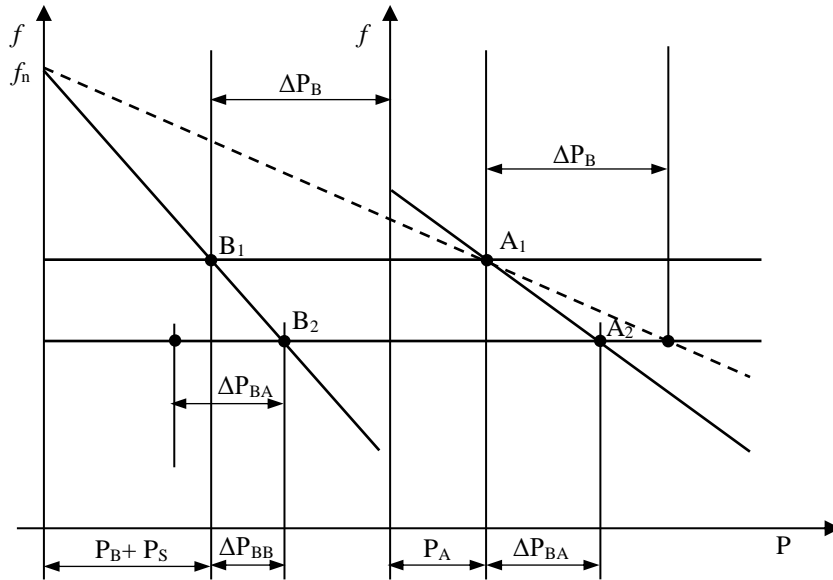


Fig.6.9. Caracteristicile statice frecvență – putere activă ale celor două sisteme interconectate. Diagramă explicativă pentru procesul reglării automate combinate, frecvență și putere de schimb – prima etapă.

Puterea ΔP_{BA} , produsă suplimentar în A are mărimea:

$$\Delta P_{zA} = \Delta P_{SAB} = \Delta P_z \frac{|K_{EA}|}{|K_{EA}| + |K_{EB}|} \quad (6.36)$$

și circulă spre sistemul B până când regulatorul secundar din B (faza a doua) echilibrează deficitul de putere ΔP_B și înlătură abaterea de frecvență prin acțiunea asupra reguletoarelor primare ale tuturor grupurilor care participă la reglarea $f-P_s$ și deci până la revenirea f și P_s la valorile prescrise (Fig.6.10). Regimul staționar se obține într-un număr mai mic de etape de reglare față de reglarea separată a f și P_s .

Dacă rezerva de putere disponibilă în B este mai mică decât necesarul de putere ΔP_B , valoarea frecvenței rămâne în ambele sisteme sub valoarea prescrisă. Deficitul de putere este produs de sistemul A și cedat sistemului B, la frecvență mai mică, prin linia de interconexiune.

În concluzie, față de reglarea separată a frecvenței și puterii, reglarea după caracteristica sistemului are următoarele avantaje:

- acționează numai regulatorul sistemului afectat de variația de sarcină și de aceea nu are loc o funcționare în opoziție a reguletoarelor secundare, procesul de reglare desfășurându-se continuu, fără variații prea mari de putere;
- mașinile reglante și reguletoarele secundare din întregul sistem sunt solicitate mai rar;

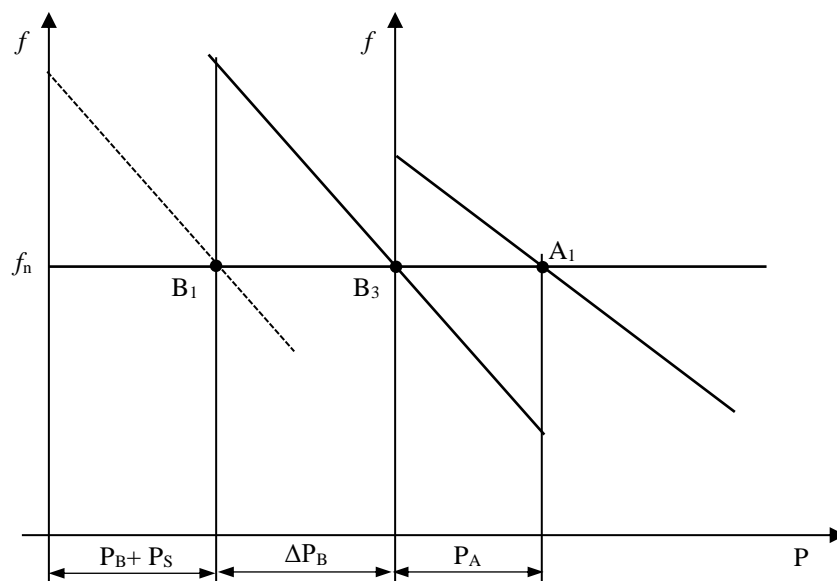


Fig.6.10. Caracteristicile statice frecvență – putere activă ale celor două sisteme interconectate. Diagramă explicativă pentru procesul reglării automate combinate, frecvență și putere de schimb - faza a doua.

- toate sistemele participă la menținerea frecvenței, astfel încât variațiile de frecvență vor fi mai mici;
- dispare necesitatea menținerii frecvenței *SEE* interconectat de către un singur *SEE* cu putere reglantă apreciabilă.

Se poate afirma că reglarea combinată frecvență - putere de schimb reprezintă, mai ales în cazul sistemelor interconectate mari, singurul mod eficient al reglării puterii de schimb. Dacă un sistem posedă mai multe puncte de schimb, el va putea regla numai suma puterilor sale de schimb [19].

7 REGLAREA AUTOMATĂ A TENSIUNII ȘI PUTERII REACTIVE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE

7.1 CONSIDERAȚII GENERALE

Într-un sistem electroenergetic, menținerea constantă a tensiunii la punctele de delimitare ale consumatorilor constituie o măsură a calității energiei electrice livrate. Pentru realizarea acestui deziderat este absolut necesar ca tensiunea să fie cât mai constantă posibil și la nodurile generatoare ale sistemului considerat.

În funcționarea unui sistem electroenergetic apar, însă, o serie de factori perturbatori, care determină abateri de la valorile nominale ale tensiunii la noduri. Cei mai importanți dintre aceștia sunt:

- *Variațiile permanente* ale sarcinilor active și reactive aferente nodurilor consumatoare - acestea, determină variații ale tensiunii, atât la barele consumatorilor de energie electrică, cât și la nodurile de distribuție sau generatoare;
- *Deranjamentele/avarile* din rețelele electroenergetice - astfel, scurtcircuitul produc scăderea nivelului de tensiune pe barele centralelor și stațiilor electrice, existând pericolul pierderii sincronismului funcționării și a stabilității sistemului energetic. De asemenea, deconectarea de către protecțiile prin relee a unor linii radiale de înaltă tensiune, branșările sau deconectările unor consumatori importanți, reprezintă manevre însoțite de variații importante ale tensiunii la nodurile sistemului.

În concluzie, a fost necesară găsirea unor metode de intervenție (și a mijloacelor aferente), care să permită reglarea valorii tensiunii la nodurile sistemului. În cele ce urmează se vor prezenta aspectele fundamentale ale reglării tensiunii la barele generatorului.

7.2 LEGĂTURA TENSIUNE - PUTERE REACTIVĂ

În figura 7.1 este reprezentată schema electrică echivalentă monofazată simplificată aferentă unui nod al unui sistem electroenergetic. Nodul conține un generator sincron echivalent, G, care debitează pe barele B, la care se conectează consumatorul echivalent C [6,13,19].

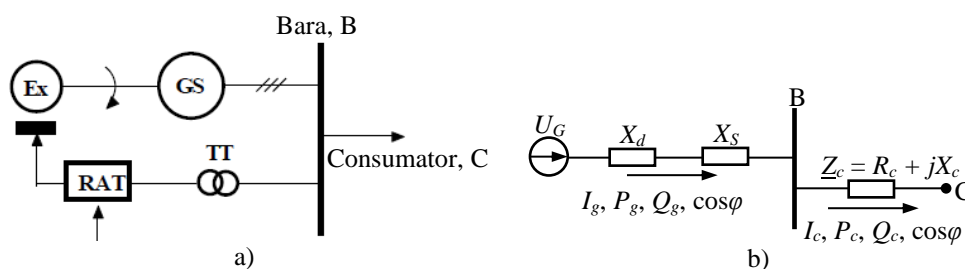


Fig.7.1. Reglarea automată a tensiunii (RAT) unui generator sincron (GS).

a - schema principală; b - schema monofilară.

Notațiile din schemă sunt următoarele:

- X_d - reactanța sincronă longitudinală a generatorului, ținând seama de saturație;
- X_S - reactanța elementelor de legătură dintre generator și bare;
- $Z_c = R_c + jX_c$ - impedanța consumatorului C;
- U_G - t.e.m. (în spatele reactanței x_d);
- U_S - tensiunea pe barele B;
- δ - unghiul electric intern;
- I_g - valoarea eficace a curentului debitat de generator;
- P_g, Q_g - puterile activă și reactivă, debitate de generator;
- P_c, Q_c - puterile activă și reactivă, consumate.

În figura 7.2. este reprezentată diagrama fazorială corespunzătoare schemei din figura 7.1,b.

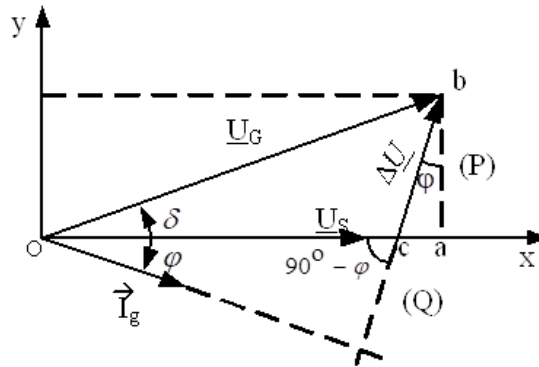


Fig.7.2. Diagrama fazorială corespunzătoare schemei 7.1.

Pornind de la proiecțiile vectorilor care apar în diagrama, pe axele Ox și Oy , se pot scrie următoarele ecuații [6,13,18]:

$$U_G \cdot \cos \varphi = U_S + X \cdot I_g \cdot \cos(90^\circ - \varphi), \quad (7.1)$$

$$U_G \cdot \sin \delta = X \cdot I_g \cdot \cos \varphi, \quad (7.2)$$

unde $X = X_d + X_S$ și

$$I_{gr} = I_g \cdot \cos(90^\circ - \varphi) = I_g \cdot \sin \varphi \quad (7.3)$$

reprezintă componenta reactivă a curentului generat.

Cu acestea, puterile activă și reactivă generate, se determină cu relațiile:

$$P_g = U_S \cdot I_g \cdot \cos \varphi = \frac{U_S \cdot E_G}{X} \cdot \sin \delta, \quad (7.4)$$

$$Q_g = U_S \cdot I_g \cdot \sin \varphi = \frac{U_S \cdot U_G}{X} \cdot \cos \delta - \frac{U_S^2}{X}, \quad (7.5)$$

în care, conform relației (7.3)

$$I_g = \frac{U_G \cdot \sin \varphi}{X \cdot \cos \varphi}. \quad (7.6)$$

Reprezentate la scară, cele două puteri electrice sunt reprezentate de segmentele ab - P_g și ac - Q_g . Din relațiile (7.4) și (7.5) rezultă că pentru $U_G = ct.$ și $X = ct.$ orice variație a puterilor P_g și Q_g determină variații ale tensiunii la bare, U_S și a unghiului electric δ . În figurile 7.3 și 7.4 au fost reprezentate grafic următoarele dependențe:

- P_g în funcție de U_S , pentru $U_G = ct.$ și $X = ct.$, având ca parametru unghiul electric intern (Fig.7.3,a);
- Q_g în funcție de U_S , pentru $U_G = ct.$ și $X = ct.$, având ca parametru unghiul electric intern (Fig.7.3,b);
- P_g și Q_g în funcție de δ , pentru $U_G = ct.$ și $X = ct.$, având ca parametru tensiunea nodului, U_S (Fig.7.4).

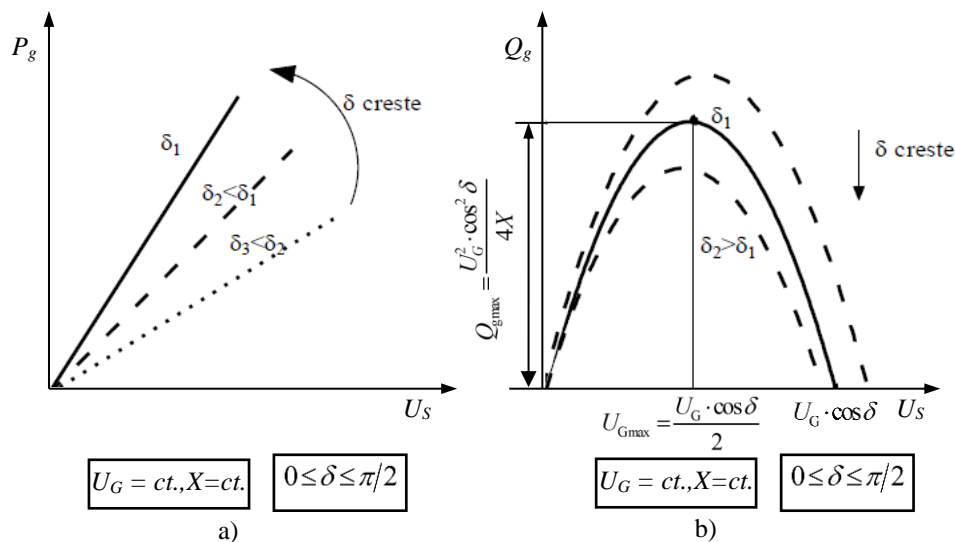


Fig.7.3. Reglarea automată a tensiunii și puterii reactive:

a - $P_g(U_S)|_{U_G = ct., X = ct.}$, având ca parametru unghiul electric intern; b - $Q_g(U_S)|_{U_G = ct., X = ct.}$, având ca parametru unghiul electric intern.

Regimul staționar de funcționare corespunde echilibrului dintre puterile consumate și cele generate: $P_c = P_g$ și $Q_c = Q_g$. În general, la consumator, puterea activă P_c este independentă de

variațiile tensiunii, dar puterea reactivă crește cu tensiunea. În figura 7.5 sunt reprezentate variațiile puterilor generate și consumate, în funcție de tensiunea U_S și parametrul δ , cu $U_G = ct.$ și $X = ct.$ Inițial, se presupune că sistemul funcționează stabil în punctul A, unde $P_g = P_c$, $\delta = \delta_1$. Dacă puterea activă consumată crește, $P_c = P_c + \Delta P_c$, $\Delta P_c > 0$, sistemul evoluează până în punctul de funcționare A₁, unde $U_{S2} < U_{S1}$, corespunzător unui unghi $\delta_2 < \delta_1$. Același raționament poate fi aplicat și în cazul variației puterii reactive.

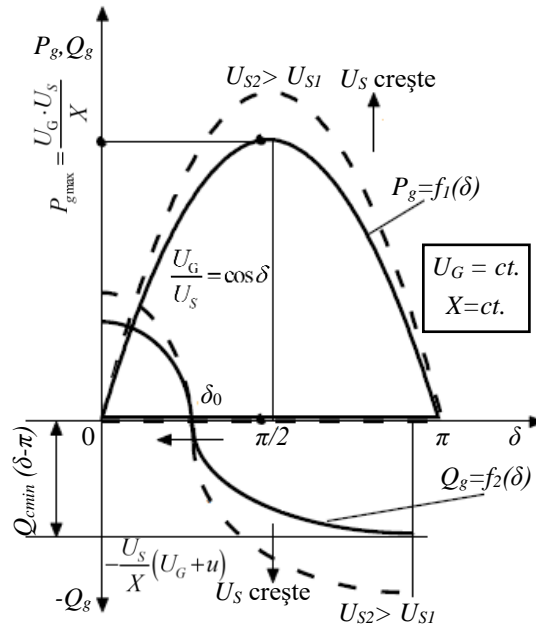


Fig.7.4. Reglarea automată a tensiunii și puterii reactive $-P_g(\delta)$ și $Q_g(\delta)$ $U_G = ct.$, $X = ct.$, având ca parametru tensiunea nodului, U_S .

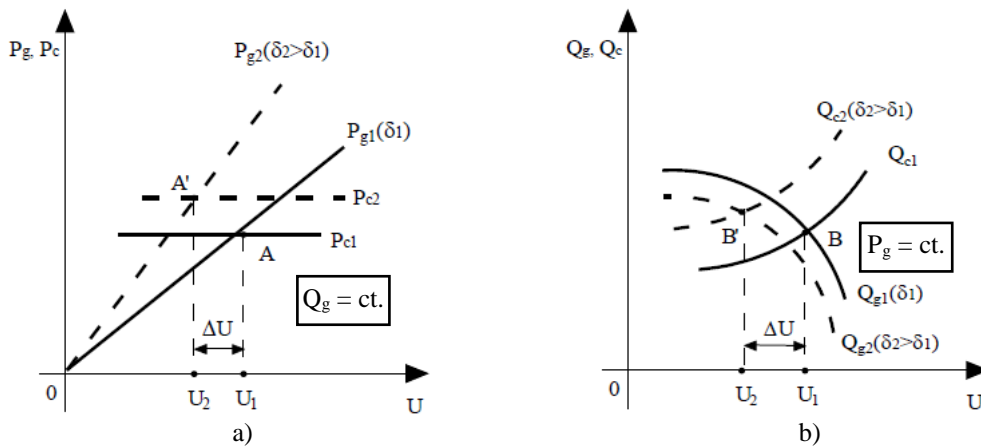


Fig.7.5. Variațiile puterilor activă (a) și reactivă (b) generate și consumate, în funcție de tensiunea U_S și parametrul δ , cu U_G și X constante.

În concluzie, conform diagramelor din figura 7.5 și dependențelor reprezentate în figurile 7.3 și 7.4, se constată că, atât la variația puterii active (ΔP_c), cât și a celei reactive (ΔQ_c),

sistemul evoluează spre noi poziții de echilibru, (A, A₁...), respectiv (B, B₁...), obținute prin autoreglare, însă cu prețul unor variații ΔU_S și $\Delta \delta$, inacceptabile pentru sistem [4,19].

7.3 PRINCIPIIILE METODELOR DE REGLARE AUTOMATĂ A TENSIUNII

Conform (7.4) și (7.5), reglarea tensiunii la barele generatorului sau stației electrice se poate face, din punct de vedere teoretic, în două moduri:

- prin variația t.e.m. a generatorului (U_G și δ variabile). În acest caz, sistemul de reglare automată a tensiunii acționează prin modificarea excitației generatorului sincron de reglat;
- prin variația reactanței de legătură X dintre generator (generatorul echivalent) și nodul sistemului (X și δ variabile). Această metodă de reglare a tensiunii se implementează în practică în mai multe moduri, dintre care se amintesc:
 - ✓ variația raportului de transformare al transformatoarelor din stațiile electrice, prevăzute cu prize prin reglaj sub sarcinăș
 - ✓ utilizarea compensării serie a liniilor, cu ajutorul condensatoarelor serie, sau cu ajutorul dispozitivelor de tip FACTS („Flexible Alternating Current Systems”);
 - ✓ reconfigurări ale sistemului.

7.3.1 RAT prin modificarea t.e.m. a generatorului sincron

În general, așa cum s-a precizat și în cele de mai sus, sistemele de RAT acționează unilateral, asupra t.e.m. U_G , sau reactanței X , rezultând o valoare corespunzătoare a unghiului electric intern δ . În cazul în care se introduce restricția $\delta = ct.$, principiul și implicit sistemul practic de reglare automată devin mult mai complexe.

Pentru o mai bună înțelegere a principiului reglării tensiunii prin variația t.e.m. a generatorului, se prezintă în continuare comportarea sistemului în două situații: în absența unui sistem de RAT și respectiv, cu sistem de RAT. Diagramele fazoriale aferente celor două cazuri și dependențele $P_g(\delta)$, $Q_g(\delta)$, sunt ilustrate în figurile 7.6,a, 7.7,a, respectiv 7.6,b, 7.7,b. În ambele situații s-au considerat creșteri identice ale puterii consumate și $\cos \varphi_1 = \cos \varphi_2$.

Din diagrama vectorială 7.6,a, se observă că, urmare a creșterii consumului de putere și în absența RAT, $E_d = \text{const.}$ $X = \text{const.}$, iar vârful fazorului E_d descrie un cerc cu centrul în origine ($E_{d1} = E_{d2} = ct.$); tensiunea la barele generatorului scade de la valoarea U_1 la valoarea U_2 , $U_2 < U_1$. Drept urmare, sistemul va evolua pe o nouă caracteristică $P_g(\delta)$, notată cu 2, iar unghiul electric δ crește și el, apropiindu-se de valoarea limită din punct de vedere al stabilității statice a sistemului.

La o creștere a consumului de putere, în condițiile prezenței unui sistem de reglare automată a tensiunii prin modificarea t.e.m. a generatorului sincron, acesta forțează excitația, astfel încât $U_{G2} > U_{G1}$, și $U_{S1} = U_{S2} = U = ct.$. Totodată, se observă că:

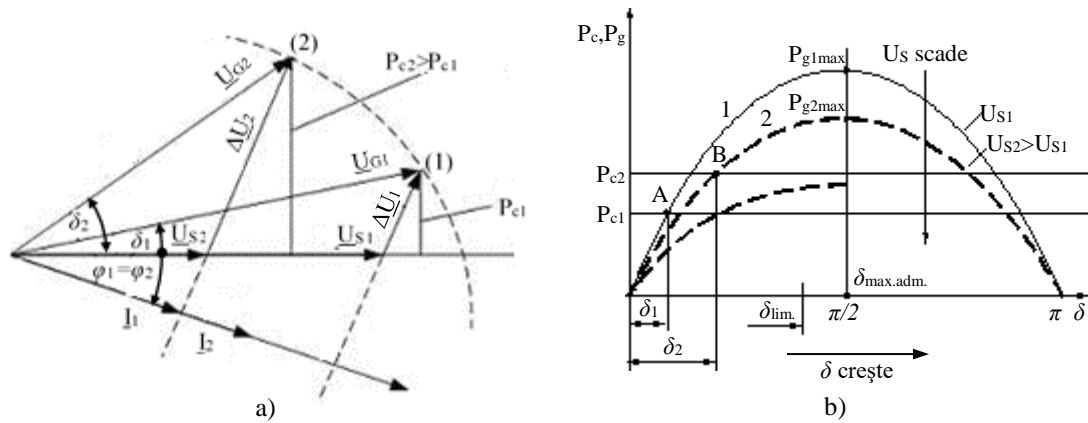


Fig.7.6. Diagrama fazorială tensiune – curent (a) și dependențele $P_g(\delta)$, $Q_g(\delta)$ în cazul absenței sistemului de RAT [13].

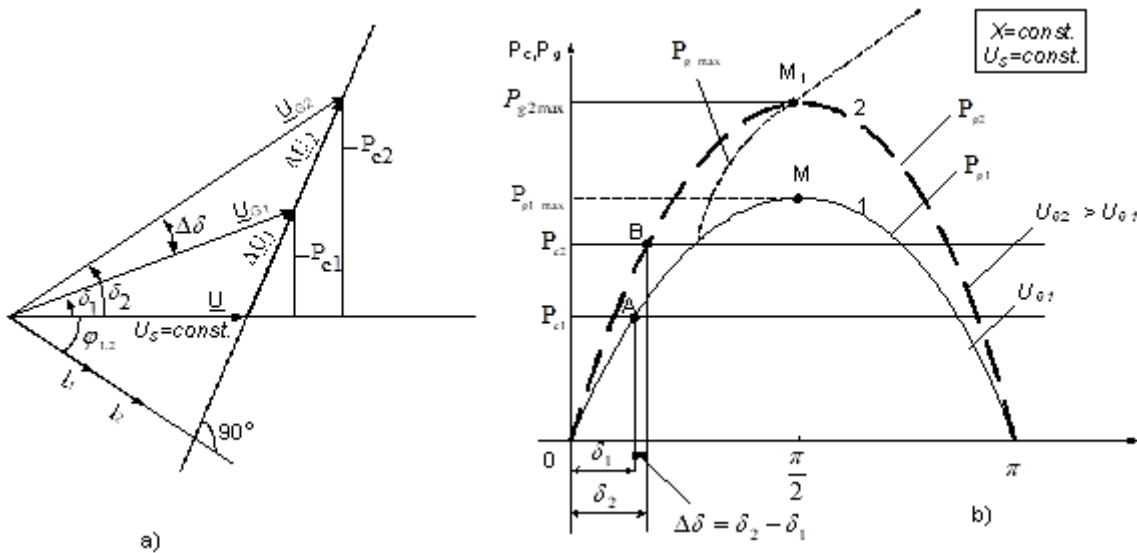


Fig.7.7. Diagrama fazorială tensiune – curent (a) și dependențele $P_g(\delta)$, $Q_g(\delta)$, cu sistem de RAT (b).

- drept urmare a creșterii t.e.m. a generatorului, sistemul va evolua pe o caracteristică $P_g(\delta)$ mai avantajoasă (figura 7.7,b, caracteristica 2), astfel încât variația unghiului electric, $\Delta\delta$, este mult mai redusă decât în cazul absenței RAT;
- crește puterea maximă care poate fi debitată în regim static de funcționare (punctul M de pe curba 1 se mută în M_1 , pe curba 2, figura 7.7,b) și de asemenea crește rezerva de stabilitate a sistemului prin obținerea unei zone de stabilitate statică artificială. În figura 7.7,b, cu linie întreruptă s-a reprezentat evoluția lui $P_{gmax}(\delta)$.

În figurile 7.8-10 sunt prezentate câteva scheme de principiu [6], ale unor sisteme de RAT prin variația excitației generatorului sincron (variația lui U_G și δ). Deși de concepție mai veche, ele echează încă multe dintre generatoarele aflate în funcțiune. Astfel, în cazul schemei din figura 7.8 regulatorul de tensiune RAT comandă modificarea valorii rezistenței suplimentare p

din circuitul de excitației al excitatoarei E . Regulatorul poate fi de tip electromecanic, electric sau electronic. Mărimea de comandă x_c (respectiv mărimea de execuție x_m) este proporțională cu variația tensiunii statorice a generatorului.

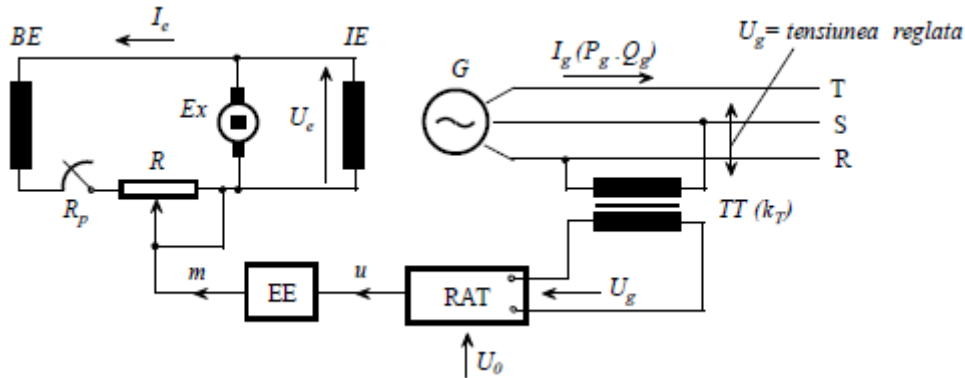


Fig.7.8. Schema de principiu a unui sistem de RAT, cu modificarea curentului înfășurării de excitație a excitatoarei [6,13,22].

În cazul din figura 7.9, regulatorul de tensiune variază excitația generatorului prin alimentarea înfășurării de excitație BE a excitatoarei cu un curent suplimentar, proporțional cu variația tensiunii din statorul generatorului u_G . În figura 7.10 se prezintă cazul RAT prin compoundare, când RAT intervine în circuitul de excitație printr-un curent suplimentar de excitație I_k proporțional cu curentul statoric I_G (obținut cu ajutorul unui transformator de curent TC racordat la bornele generatorului și a unei punți redresoare V), compensând căderile de tensiune interne.

Sistemele moderne de excitație, utilizează transformatoare și convertoare statice cu redresoare comandate.

Pe plan mondial, există un comitet de studiu IEEE, care se ocupă de standardizarea sistemelor de reglare automată a excitației. Acest comitet a conceput un standard al modelelor de SRAT, care să poată fi utilizat cu ușurință atât de către producătorii de echipamente, cât și de către utilizatori, standardul IEEE [ISt92].

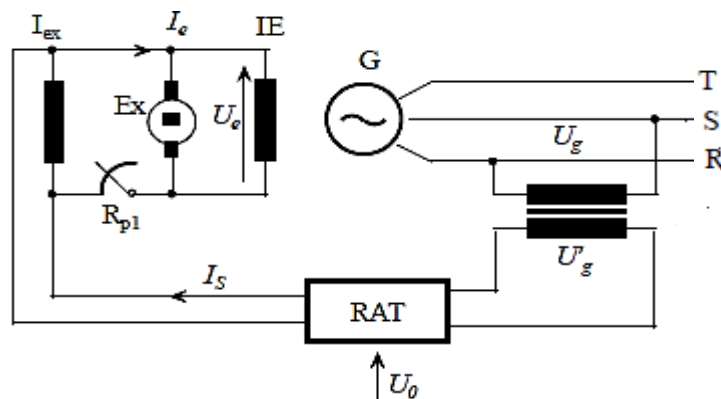


Fig.7.9. Schema de principiu a unui sistem de RAT cu acțiune indirectă, asupra excitatoarei GS [13].

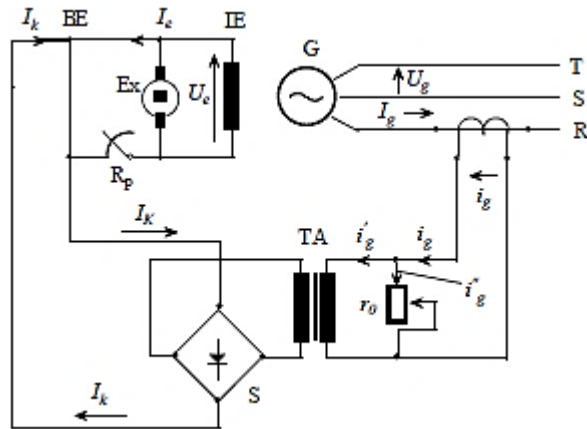


Fig.7.10. Schema de principiu a unui sistem de RAT prin reglarea excitației generatorului sincron (RAEX), prin compundare [6,13].

7.3.2 RAT prin modificarea reactanței de legătură

Variația reactanței longitudinale se realizează prin variația raportului de transformare al transformatoarelor (sau, autotransformatoarelor) prevăzute cu reglare sub sarcină.

În figura 7.11 este prezentată schema de principiu a unui sistem de reglare automată a tensiunii care comandă printr-un element de execuție (de exemplu, un servomotor, SM) schimbarea prizei transformatorului de putere cu reglaj sub sarcină, TP.

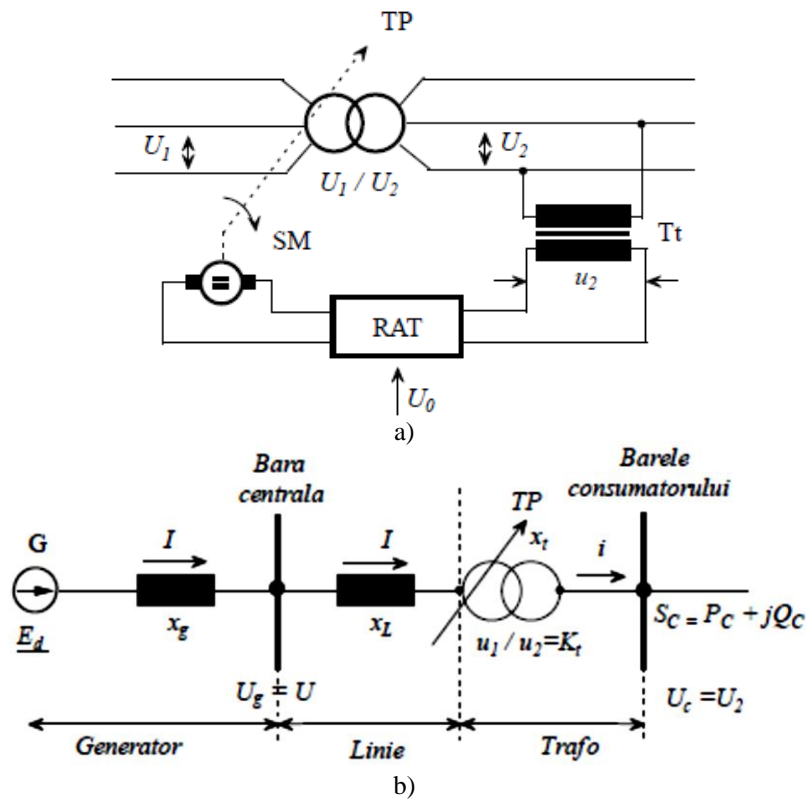


Fig.7.11. RAT prin modificarea reactanței de legătură dintre nodul generator și sistem:
a – schema de principiu; b - variația reactanței longitudinale prin modificarea raportului de transformare al transformatoarelor (sau, autotransformatoarelor) prevăzute cu prize pentru reglare sub sarcină [6,13].

Considerând circuitul electric echivalent (Fig.7.11,b), tensiunea la barele consumatorului se exprimă cu relația:

$$\underline{U}_c = \left[\underline{U}_G - jI(x_g + x_l) \right] \frac{1}{k_T} - j \cdot i x_{T2}, \quad (7.7)$$

unde:

- $x_g = x_d$ este reactanța longitudinală a generatorului;
- x_L - reactanței liniei;
- x_{T2} - reactanța de scăpări longitudinală a transformatorului T_P , măsurată în secundar;
- I - curentul prin transformator, măsurat în înfășurarea de j.t.

Utilizând expresia raportului de transformare al transformatorului T_P :

$$k_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{i}{I} \text{ și } I = \frac{i}{k_T}, \quad (7.7)$$

relația (7.7) devine

$$\underline{U}_c = \underline{U}_{G1} - j\dot{i}(\sum x' + x_{T2}), \quad (7.8)$$

unde

$$U_{G1} = \frac{U_G}{k_T} \text{ și } \sum x' = \left(\frac{x_g}{k_T^2} + \frac{x_L}{k_T^2} \right) \quad (7.9)$$

Se observă că, modificarea raportului de transformare al T_P , k_T , are un efect primar, respectiv modificarea variației lui x_g și x_L și formarea termenului modificat $\sum x'$ din 7.8 și unul secundar, adică modificarea fictivă a t.e.m. E_d , raportată la punctul de racordare al transformatorului. Acest efect secundar al modificării valorii lui k_T face posibilă reglarea tensiunii la barele consumatorului și la funcționarea în gol sau la valori reduse ale consumului (când curentul prin circuit este mic) [6].

7.4 INSTALAȚIE PENTRU REGLAREA AUTOMATĂ A RAPORTULUI DE TRANSFORMARE

În figura 7.12 se prezintă schema electrică de principiu a unei instalații pentru reglarea automată a raportului de transformare al transformatoarelor / autotransformatoarelor prevăzute cu reglaj sub sarcină [2,6]. Instalația este sensibilă la două tipuri de perturbații, și anume:

- variația tensiunii în locul de instalare al transformatorului;

8 DISPOZITIVE PENTRU SEPARAREA AUTOMATĂ A SISTEMELOR ELECTRICE INTERCONECTATE

8.1 CONSIDERAȚII GENERALE

În sistemele electroenergetice interconectate (prin linii, stații de transformare etc.), prezența unor fenomene perturbatoare, cum ar fi defectele sau deconectarea unor mari consumatori, poate conduce la pendulații de energie (cu amplitudine constantă sau crescătoare), cu efecte negative asupra funcționării instalațiilor. Unul dintre aceste efecte negative este afectarea stabilității dinamice și instalarea unui regim asincron de funcționare, în ansamblul sistemului.

Pentru prevenirea pierderii stabilității, ca urmare a apariției pendulațiilor de energie, se acționează prin separarea sistemelor interconectate. Se consideră situația a două sisteme electroenergetice (SEE) interconectate, ilustrată în figura 8.1. La trecerea în funcționarea asincronă a unuia din cele două SEE, ca urmare a pendulațiilor de energie, întreruptoarele de interconectare (Q1 și Q7 sau, Q1 și Q10 sau, Q2 și Q8, etc) sunt comandate astfel încât decuplează cele două sisteme, care vor funcționa independent. Separarea automată a SE interconectate reprezintă practic o insularizare a funcționării, care se poate aplica și unor părți (subsisteme) din cadrul unui SEE dat. Măsura extremă, de separare automată, necesită temporizare și verificarea prealabilă a unei posibile resincronizări a celor două sisteme, la diminuarea sau încetarea pendulațiilor. Astfel, dacă pendulațiile dispar într-un anumit interval de timp, funcționarea normală a SEE poate fi restabilită [3].

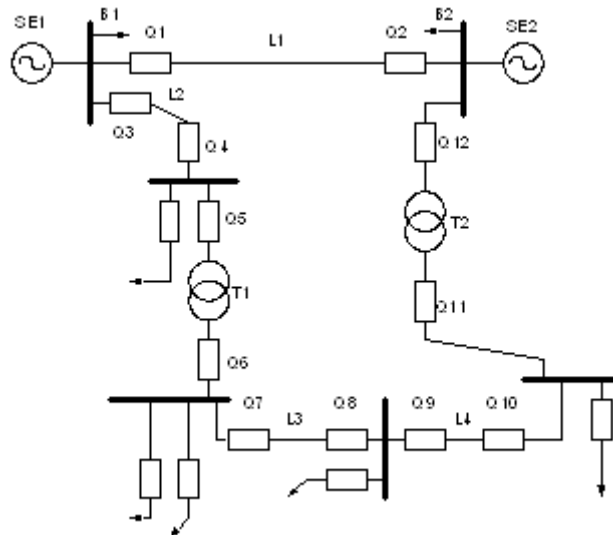


Fig.8.1. Sisteme electroenergetice (SE) interconectate – schemaelectrică de principiu [3].

Dispozitivele automate folosite în scopul separării SEE interconectate (sau a centralelor electrice interconectate) sau insularizării, în vederea prevenirii pierderii stabilității dinamice, ca urmare a apariției pendulațiilor sau a regimurilor asincrone, poartă numele de *dispozitive*

automate de separare a sistemelor electroenergetice (DASSE). Funcționarea acestora are la bază măsurarea/evoluția mărimilor electrice caracteristice pendulațiilor sau regimului asincron: tensiune, curent, putere activă, unghiul electric δ , impedanța etc. Drept urmare, elementele de pornire ale acestor dispozitive sunt realizate cu relee maximale de curent, de tensiune, de putere activă, de impedanță, etc. De asemenea, la proiectarea acestor dispozitive se are în vedere ca, modul de variație al mărimii electrice caracteristice este diferit la pendulații și scurtcircuite, precum și absența componentelor de secvență homopolară și inversă în regim de pendulații de energie sau regim asincron.

Dispozitivele DASSE se pot împărți în două mari categorii:

- cu acțiune instantanee
- cu acțiune temporizată.

8.2 DASSE CU ACȚIUNE INSTANTANEE

DASSE comandă separarea în mod instantaneu, în momentul când se constată apariția pendulațiilor sau a regimului asincron. Ca elemente de pornire, acestea utilizează relee maximale de curent, exclusiv sau în combinație cu relee de tensiune, de putere activă, de impedanță etc. Având drept avantaj major simplitatea, DASSE cu acționare instantanee exclud posibilitatea unei eventuale reveniri la funcționare normală, ceea ce constituie unul din principalele dezavantaje.

Figura 8.2 prezintă un DASSE realizat cu relee maximale de curent (KC), conectate pe cele trei faze și un releu minimal de tensiune (KV), conectat la tensiunea compusă [19]. Contactele acestora, înseriate, excită releul intermediar K, care comandă declanșarea de separare. Rolul releului KV este acela de creștere a sensibilității schemei. În lipsa acestuia, curentul de pornire al releelor maximale, I_p , trebuie să fie superior curentului de sarcină maximă al liniei, $I_p \geq (1,3 \dots 1,5)I_{sarc.max.}$ și mai mic decât curentul de egalizare, $I_p \leq (1,5 \dots 2)I_{soc.max.}$ (pentru regim minim de cuplare în paralel la SE). În aceste condiții, schema poate acționa fals doar în situația scurtcircuitelor trifazate, apărute în apropierea locului de instalare.

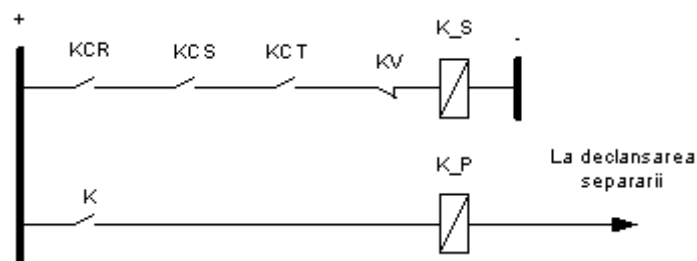


Fig.8.2. DASSE cu relee maximale de curent – schema electrică de principiu.

Pentru blocarea funcționării DASSE cu acțiunea instantanee la scurtcircuite (de orice tip), se folosesc o serie de metode ale căror principii sunt utilizate și la blocarea protecțiilor prin relele la pendulări. Criteriile de identificare a fenomenului tranzitoriu în curs sunt fie modul de variație al mărimilor U , I , P diferit la pendulații sau regim asincron, cu cel din cazul scurtcircuitelor, fie prezența/lipsa componentelor de secvență homopolară și inversă. În figura 8.3 este prezentată schema de principiu a unui DASSE cu blocaj la scurtcircuite, implementat cu filtre de curent de secvență homopolară (FCSH) și de tensiune de secvență inversă (FTSH) [6,16,19]. Dacă în sistem apar pendulații sau un regim de funcționare asincron, relele RCH și KV2 nu se vor excita. Drept urmare, prin contactul elementului de pornire al schemei (de exemplu un releu maximal de curent), KC, se comandă, prin releul intermediar K2, declanșarea de separare. Dacă în sistem are loc un scurtcircuit (chiar la cel trifazat, în primele momente), apar componentele de secvență homopolară și inversă, care blochează acționarea DASSE.

Acțiunea instantanee a dispozitivelor exclude posibilitatea unei eventuale reveniri la funcționarea normală a sistemului (sau subsistemelor considerate), ca urmare a amortizării pendulațiilor sau dispariție fenomenelor perturbatoare și înainte ca stabilitatea dinamică a funcționării să fie afectată. Acest dezavantaj este eliminat de dispozitivele DASSE cu funcționare temporizată.

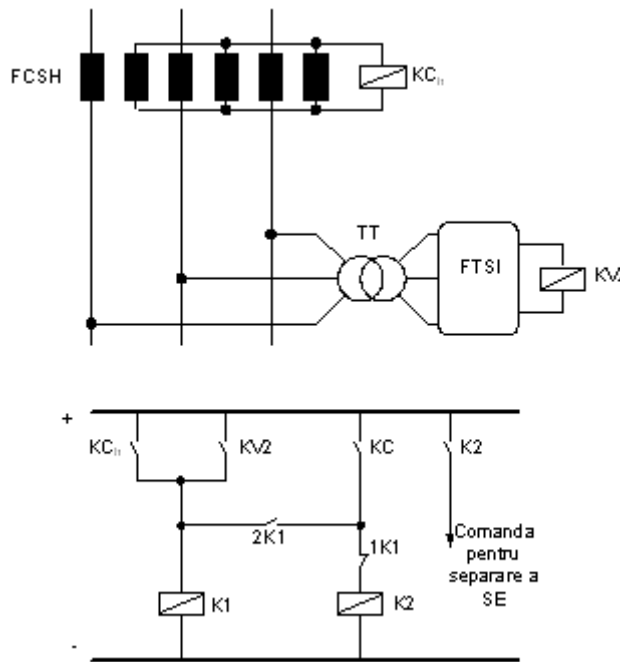


Fig.8.3. Schemele electrice de principiu ale unui DASSE cu acțiune instantanee.

8.3 DASSE CU FUNCȚIONARE TEMPORIZATĂ

Aceste dispozitive fac o verificare prealabilă a evoluției fenomenului perturbator și estimează șansele de amortizare a pendulațiilor sau resincronizare a sistemelor interconectate, înainte ca stabilitatea dinamică să fie afectată. Estimarea se poate face, fie prin controlul duratei regimului asincron (dacă regimul asincron depășește un anumit timp, se dă comanda de separare), fie prin contorizarea ciclurilor de funcționare în regim asincron sau cu pendulații.

Dispozitivele a căror funcționare este bazată pe metoda contorizării exclud acționarea greșită la scurtcircuite, motiv pentru care sunt și cele mai frecvent utilizate. Apariția și existența pendulărilor sau a regimului asincron este determinată cu ajutorul unor elemente de pornire, care controlează mărimile electrice proprii celor două fenomene. O cerință suplimentară adresată schemei este detectarea stabilității sistemului, ca urmare a funcționării cu faze incomplete.

Implementarea elementului de pornire al dispozitivului se face cel mai adesea cu relele maximale de curent instalate pe cele trei faze sau pe una/două faze, în cazul în care se controlează și curentul de secvență homopolară. Din punct de vedere constructiv, se pot realiza DASSE cu contorizarea ciclurilor, mecanice, cu rele rapide sau electronice.

În figura 8.4 se prezintă un DASSE cu contorizare, realizat cu rele rapide pentru numărarea ciclurilor de funcționare asincronă sau ale pendulațiilor, care exclude acționarea la scurtcircuite în system [6,16]. Elementele de pornire ale dispozitivului sunt relele maximale de current KCR, KCS și KCT. Dispozitivul supraveghează evoluția sistemului pe durata a 3 cicluri de oscilații de pendulare (figura 8.5); contorizarea celor trei cicluri fiind făcută cu grupurile de rele K1 – K2, K3 – K4 și K5 – K6.

Funcționarea dispozitivului este după cum urmează:

- la închiderea contactelor releelor maximale de curent, KCR, KCS și KCT:
 - ✓ se excită înfașurarea releului KR1;
 - ✓ se închide contactul acestuia 1KR1;
 - ✓ se excită releul repetitor KR2;
 - ✓ se închide contactul 1KR2;
 - ✓ se excită releul K1;
 - ✓ se închide contactul 1K1, prin care releul K1 se automenține;
 - ✓ se închide contactul 2K1.

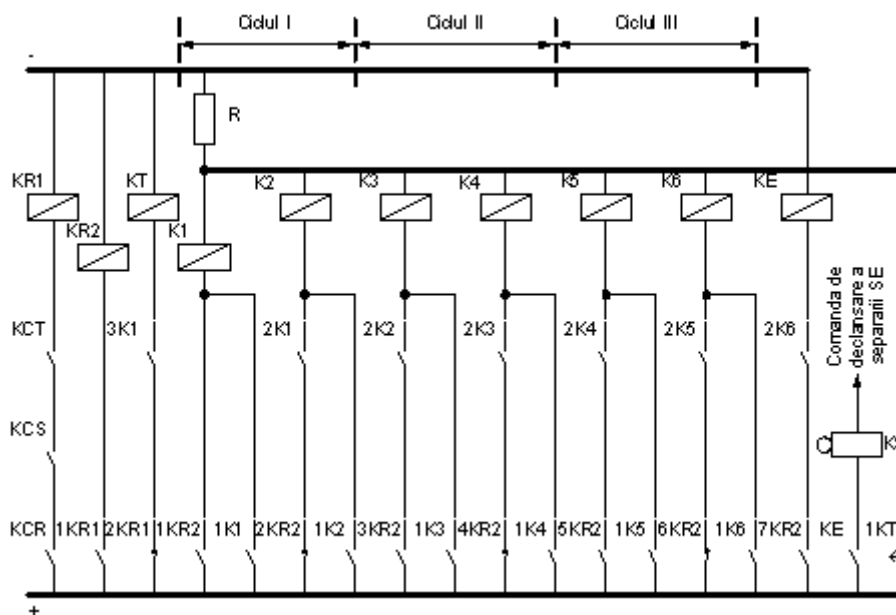


Fig.8.4. Schema electrică de principiu a unui DASSE, cu contorizarea ciclurilor de funcționare asincronă [6].

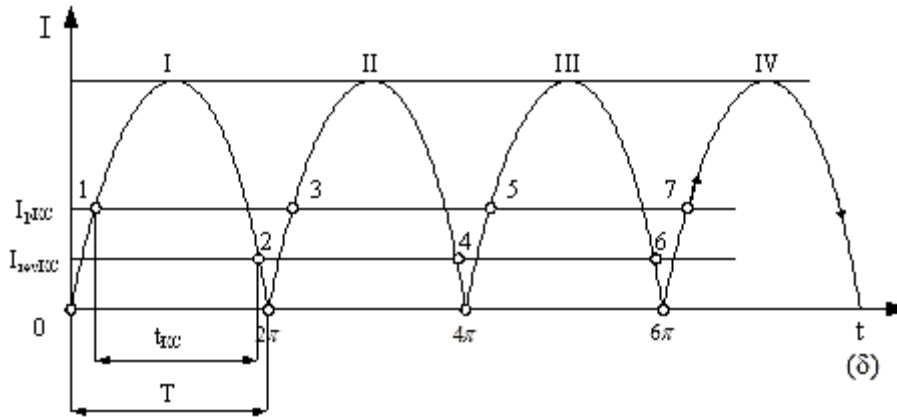


Fig.8.5. Evoluția în timp a curentului pe linia de interconexiune, diagramă explicativă pentru funcționarea schemei din figura 8.4 [6].

În diagrama din figura 8.5, momentul automenținerii releului K1 corespunde punctului 1. La terminarea primului ciclu:

- curentul scade sub valoarea de revenire a releelor KCR, KCS și KCT, care se dezexcită;
- se dezexcită releele repetitoare ale releelor de curent, KR1 și KR2 (punctul 2 de pe diagrama 8.5).

Această funcționare se repetă, fiind caracteristică și ciclurilor doi, și trei.

La începutul ciclului IV (punctul 7)

- se închide contactul 7KR2;
- prin contactele 7KR2 și 2K6 se excită elementul de execuție al dispozitivului, releul KE, care comandă declanșarea întreruptoarelor de separare a sistemului.

Temporizarea releului de timp, KT , este astfel aleasă, încât dispozitivul de separare automată să acționeze numai dacă perioada oscilațiilor, T , corespunde valorii maxime aferente regimurilor cu pendulații permanente sau asincrone (cca. 2s). Măsurarea perioadei pendulațiilor se face indirect, prin evaluarea duratei t_{RC} cât contactele releelor KCR, KCS și KCT rămân închise. Dacă $t_{KC} > T$, dispozitivul se blochează (se închide, cu temporizare, contactul 1KT, care scurtcircuitează înfășurările releelor K1 ... K6); această situație este specifică creșterii curentului din alte cauze decât funcționarea cu pendulații sau în regim asincron (de exemplu scurtcircuite produse în sistem).

Temporizarea releului de timp KT trebuie corelată cu cea a dispozitivelor de RAR ale elementelor (subsistemelor) considerate; totodată, se impune blocarea protecțiilor prin rele pe timpul pendulărilor de energie, caz în care trebuie să acționeze dispozitivele de separare automată a sistemului electroenergetic (sistemelor electroenergetice interconectate).

BIBLIOGRAFIE

- [1]. S. Ștefănescu, **R. Tîrnovan**, Automatizări în energetică. Noțiuni fundamentale. Ed. „MEDIAMIRA” Cluj-Napoca, 2004, ISBN 973-713-005-7.
- [2]. Bejan, I., Balaban, G., Automatizări și telecomenzi în electroenergetică, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1976.
- [3]. Mihoc, D., Automatizări în energetică, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1978.
- [4]. Sergiu, C., Mihoc, D., Popescu, S. Protecția prin relee și automatizări în energetică, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
- [5]. Anderson, M.P., *Analysis of Faulted Power Systems*, IEEE Power Systems Engineering Series, IEEE Press, New York, 1995.
- [6]. Mihoc, D., Iliescu, S.S., Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1983.
- [7]. Yiyang Xue ; Manish Thakhar ; Jacob C. Theron ; Davis P. Erwin, Review of the Breaker Failure Protection practices in Utilities, 2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2-5 April 2012, College Station, TX, USA, DOI: 10.1109/CPRE.2012.6201237.
- [8]. ANSI code 50BF – Breaker failure, <http://www.csanyigroup.com/ansi-code-50bf-breaker-failure>, aprilie 2019.
- [9]. Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, NORMA TEHNICA din 14 noiembrie 2012 pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice, cod NTE 011/12/00, PUBLICAT: MONITORUL OFICIAL nr. 34 bis din 15 ianuarie 2013 .
- [10]. Ivașcu, Cornelia Elena, Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice, vol. I, U.T. Timișoara, 1990.
- [11]. Mircea Scripcariu, Gheorghe Comanescu, Sorina Costinas, Elena Anghel, Prelegeri de partea electrică a centralelor și stațiilor, 2010, Politehnica Press, Bucuresti, 276 pag., ISBN: 978-606-515-073-7.
- [12]. Reanclanșarea automată rapidă (RAR) pe liniile de energie electrică, <http://www.rasfoiesc.com/inginerie/electronica/Reanclansarea-automata-rapida-93.php>, aprilie 2019.
- [13]. Nicoleta Arghira, Sergiu Stelian Iliescu, Conducerea și automatizarea instalațiilor energetice, <http://shiva.pub.ro/cursuri/conducerea-si-automatizarea-instalatiilor-energetice/>
- [14]. Bergen, A.R., Power Systems Analysis, Prentice-Hall Series in Electrica and Computer Engineering, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1986.
- [15]. Cristescu, D., Pantelimon, L., Darie, S., Centrale și rețele electrice, E.D.P., București, 1982.
- [16]. Miller T. J. E. (ed), Reactive Power Control in Electric Systems, John Wiley, New York, 1982.
- [17]. Descărcarea Automată a Sarcinii la scăderea Tensiunii (DASU), <http://schema-electrica.blogspot.com/2015/04/descarcarea-automata-sarcinii-la.html>, aprilie 2019.

- [18]. Badea, I., Broșteanu, Gh., Chenzbraun, Columbeanu, P., Protecția prin relee și automatizarea sistemelor electrice, Ediția a doua, Editura Tehnică, București, 1973.
- [19]. Bergen, A.R., Power Systems Analysis, Prentice-Hall Series in Electrical and Computer Engineering, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, 1986.
- [20]. Ivașcu, Cornelia Elena, Automatizări și protecții prin relee în sistemele electroenergetice, vol. II, U.T. Timișoara, 1992.
- [21]. Kundur, P., S., Power System Stability and Control, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [22]. Poată, A., ș.a., Transportul și distribuția energiei electrice, E.D.P., București, 1981.