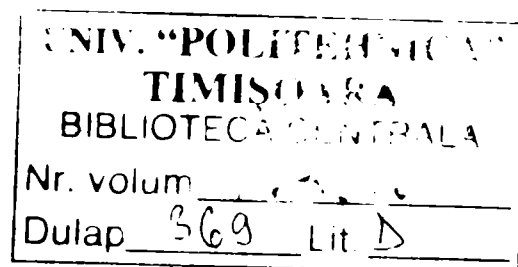


UNIVERSITATEA „POLITEHNICA” TIMIȘOARA

FACULTATEA DE ELECTROTEHNICĂ

CATEDRA DE ELECTROENERGETICĂ

Ing. Nicolae CHIOSA



TEZĂ DE DOCTORAT

**CONTRIBUȚII ASUPRA ALIMENTĂRII SERVICIILOR
PROPRII DIN TERȚIARUL
AUTOTRANSFORMATOARELOR**

Conducător științific:

Prof. Dr. Ing. Adrian BUTA

TIMIȘOARA - 2005

1. $\frac{1}{x^2} = x^{-2}$

2. $\frac{1}{x^3} = x^{-3}$

3.

4.

5. $\frac{1}{x^4} = x^{-4}$

6. $\frac{1}{x^5} = x^{-5}$

“CONTRIBUȚII ASUPRA ALIMENTĂRII SERVICIILOR PROPRII DIN TERȚIARUL AUTOTRANSFORMATOARELOR”

Teză de Doctorat

Comisia de analiză a tezei de doctorat a domnului

Ing. Nicolae CHIOSA

Președinte:

Prof. Dr. Ing. Dumitru TOADER
Universitatea “Politehnica” Timișoara

Conducător științific:

Prof. Dr. Ing. Adrian BUTA
Universitatea “Politehnica” Timișoara

Membri:

Prof. Dr. Ing. Nicolae GOLOVANOV
Universitatea “Politehnica” București

Prof. Dr. Ing. Petru POSTOLACHE
Universitatea “Politehnica” București

Prof. Dr. Ing. Ștefan KILYENI
Universitatea “Politehnica” Timișoara

Cuprins

1. Introducere. Optimizarea și organizarea cercetării	1
2. Cap. 1 Liberalizarea pieței de energie electrică-cadru de eficientizare a activităților de procesare a energiei electrice	7
1.1. Formarea pieței de energie electrică în România.....	7
1.1.1. Introducere.....	7
1.1.2. Contextul legislativ	8
1.1.3. Structura pieței angro de energie electrică din România	9
1.1.4. Mecanismul contractual al pieței de energie electrică	10
1.1.5. Funcționarea pieței	11
1.2. Tendințe privind dezvoltarea pieței de energie electrică în România în contextul aderării la U.E.	13
1.3. Concluzii	15
3. Cap. 2 Serviciile proprii ale stațiilor electrice	17
2.1. Considerații generale	17
2.2. Instalațiile electrice ale stațiilor de transformare	21
2.3. Caracteristicile statice ale consumatorilor electrice	26
2.3.1. Generalități, definiții	26
2.3.2. Caracteristicile statice ale motorului de inducție	28
2.3.3. Caracteristicile statice ale compensatorului sincron	31
2.3.4. Consumatori de iluminat	33
2.3.5. Consumatori termici rezistivi	35
2.3.6. Caracteristicile statice ale consumatorilor de tip redresoare	35
2.3.7. Caracteristicile statice ale transformatorului electric	36
2.3.8. Saturația circuitelor magnetice	38
2.3.9. Rezultate recente obținute în evaluarea caracteristicilor statice ale consumatorilor	39
2.4. Curbele de sarcină ale consumatorilor serviciilor proprii	40
2.4.1. Definiții și clasificări	40
2.4.2. Obținerea curbelor de sarcină.....	41
2.4.3. Mărimi caracteristice	43
2.4.4. Modelarea curbelor de sarcină.....	46
2.4.5. Aplicație	48
2.5. Concluzii și contribuții	52
4. Cap. 3 Problemele alimentării serviciilor proprii ale stațiilor electrice. Calculul curentului de scurtcircuit	55
3.1. Clasificarea problemei	55
3.2. Alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatorului	57
3.2.1. Alegerea surselor de alimentare	57
3.2.2. Soluții pentru alimentarea serviciilor proprii din terțiarele AT de 200MVA, 231/121/10,5 kV	58
3.2.3. Studiu de caz. Alimentarea serviciilor proprii din stația 400/220/110 kV ARAD din terțiarul AT1- propunere	61
3.3. Calculul curenților de scurtcircuit	66
3.3.1. Generalități	66

3.3.2. Tipuri de curenți de scurtcircuit calculați	66
3.3.3. Schemele echivalente de calcul ale curenților de scurtcircuit 3F și FN la bornele înfășurărilor autotransformatorului dintr-o stație RET de 220/110/10,5 kV – studiu de caz	78
3.3.4. Valorile curenților de scurtcircuit	83
3.4. Concluzii	85
5. Cap. 4 Asigurarea calității energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii	89
4.1. Calitatea energiei electrice. Probleme generale	89
4.2. Calitatea tensiunii de alimentare	91
4.3. Variații de lungă durată a tensiunii	93
4.3.1. Generalități. Clasificări	93
4.3.2. Indicatorii variațiilor lente de tensiune	94
4.3.3. Indicatorii fluctuațiilor de tensiune	96
4.3.4. Indicatorii golurilor de tensiune	99
4.4. Regimul nesinusoidal. Indicatorii regimului nesinusoidal	101
4.4.1. Generalități	101
4.4.2. Indicatorii regimului nesinusoidal	103
4.5. Regimul nesimetric. Indicatorii regimului nesimetric	105
4.6. Studiu de caz. Calitatea energiei electrice livrate consumatorilor dintr-o stație RET (Stația Timișoara)	107
4.6.1. Autotransformatorul de 200/200/60 MVA și 231/121/10,5 kV echipament principal al stațiilor RET din România	107
4.6.2. Mărimi caracteristice și reglajul tensiunii	109
4.6.3. Calculul variației de tensiune în terțiarul AT	111
4.7. Studiu de caz. Calitatea energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii din stația Timișoara	114
4.7.1. Caracteristicile echipamentului de monitorizare	114
4.7.2. Mărimi monitorizate, înregistrare și/sau prelucrate prin software al echipamentelor dedicate	116
4.7.3. Variații de tensiune	119
4.8. Concluzii	139
6. Cap. 5 Protecția autotransformatoarelor din stațiile RET.....	143
5.1. Generalități privind protecția instalațiilor RET	143
5.2. Sisteme de protecție ale autotransformatoarelor. Particularitățile protecțiilor autotransformatorului	144
5.2.1. Protecția de gaze	145
5.2.2. Protecția diferențială longitudinală	146
5.2.3. Protecția de distanță	149
5.2.4. Protecția maximală de curent temporizată.....	149
5.2.5. Protecția contra suprasarcinilor.....	150
5.2.6. Protecțiile tehnologice	150
5.3. Studiu de caz: alegerea protecției autotransformatorului din stația 220/110 kV Timișoara	150
5.3.1. Alegerea variantei de echipare.....	151
5.3.2. Alegerea modului de echipare	154
5.3.3. Parametrizarea releelor numerice	154

5.4. Concluzii.....	163
7. Cap. 6 Analiza restabilirii sistemului în condițiile unor incidente ce afectează stațiile RET	165
6.1. Considerații generale	165
6.2. Strategia de restabilire a sistemului	166
6.3. Analiza regimului normal de funcționare și a celor datorate unor ieșiri de elemente de sistem din funcțiune	168
6.4. Concluzii	180
8. Cap. 7 Concluzii generale.Contribuții	181
9. Anexe	187
Anexa 1 Curbe de sarcină zilnică ale SP.....	187
A 1.1. Puterile activă, reactivă – paliere orare obținute din măsurători SP, stația Timișoara, zilele 19-24.01.2005.....	187
A 1.2. Calculul indicatorilor curbelor de sarcină ale puterii activă, reactivă și aparentă, stația Timișoara zilele 19-24.01.2005.....	190
A 1.3. Valorile timpilor de pierderi pentru curbele de sarcină zilnică folosind diferite relații de calcul.....	209
A 1.4. Calculul coeficienților Fourier pentru curbele de sarcină considerate la A1.1. și A1.2. considerând 10 armonici.....	211
A 1.5. Erorile realizate la sinteza curbelor de sarcină folosind primele 10 armonici.....	213
Anexa 2 Calculul curenților de scurtcircuit.....	227
A 2.1. Calculul parametrilor elementelor schemei electrice.....	227
A 2.2. Calculul curenților de scurtcircuit cu terțiarul AT în gol (cu bornele izolate - nu se pot produce scurtcircuitate la bornele terțiarului).....	229
A 2.3. Calculul curenților de scurtcircuit cu terțiarul AT în sarcină (în terțiar se conectează TSP fără BR).....	233
A 2.4. Calculul curenților de scurtcircuit cu terțiarul AT în sarcină (în terțiar se conectează TSP + BR).....	238
Anexa 3 Analiza calității energiei electrice furnizate SP.....	243
Anexa 4 Parametrizarea releelor numerice.....	257
A 4.1. Principali parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7SA 522 montat pe partea de 220 kV.....	257
A 4.2. Principali parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7SA 522 montat pe partea de 110 kV.....	264
A 4.3. Principali parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7UT513.....	271
A 4.4. Principali parametri de reglaj pentru terminalul de protecție P633.....	275
Anexa 5 Analiza restabilirii sistemului de vest în diverse regimuri de funcționare.....	285
A 5.1. Regim cu AT1 și AT2 în funcțiune și fără compensare pe 10 kV.....	285
A 5.2. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune și fără compensare pe 10 kV.....	288
A 5.3. Regim cu AT1 în funcțiune(AT2 și AT3 scoase din funcțiune) și fără	

compensare pe 10 kV.....	291
A 5.4. Regim cu AT3 în funcțiune(AT1 si AT2 scoase din funcțiune) și fără compensare pe 10 kV.....	294
A 5.5. Regim fără AT în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.....	297
A 5.6. Regim cu toate AT în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.....	300
A 5.7. Regim cu AT1 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.....	303
A 5.8. Regim cu AT1 și AT2 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.....	306
A 5.9. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.....	309
A 5.10. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune cu două circuite 110 kV din Săcălaz scoase din funcție și cu compensare pe 10 kV.....	312
A 5.11. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune cu două circuite 110 kV din Timișoara scoase din funcție și cu compensare pe 10 kV.....	315
A 5.12. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu două circuite 110 kV dintre Dumbrăvița și Bucovina scoase din funcție și cu compensare pe 10 kV.....	318
A 5.13. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu linia 220 kV Arad-Săcălaz scoasă din funcție și cu compensare pe 10 kV.....	321
A 5.14. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu linia 220 kV Timișoara-Reșița 1 scoasă din funcție și cu compensare pe 10 kV.....	324
A 5.15. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu linia 220 kV Timișoara- Săcălaz scoasă din funcție și cu compensare pe 10 kV.....	327
A 5.16. Regim cu AT3 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.....	330
Bibliografie	333

INTRODUCERE.OBIECTUL CERCETĂRII.

Fără îndoială că dezvoltarea societății contemporane nu poate fi concepută fără energie în general și energia electrică în particular. Se poate afirma că societatea modernă, în care trăim este un „dar” al electricității, cel puțin sub două din aspectele sale esențiale energia și informația. Deși ne îndreptăm vizibil spre o societate informațională, suportul acesteia va rămâne în continuare energia.

Energia în general și în cazul particular cea electrică, forma cea mai avantajoasă de producere, transport și distribuție trebuie procesată în toate etapele cât mai îngrijit, cu randamente sporite și cu pierderi minime. Tehnologiile digitale și sistemele informatice de conducere și control al sistemului energetic vin să contribuie din plin la asigurarea acestui deziderat în fiecare etapă pe care o parcurge energia. Orice optimizare a proceselor industriale, transportului, activității comerciale etc., având ca rezultat reducerea consumurilor de energie (mai ales energie electrică) este binevenită și ea se înscrie în „marea bătălie” pentru creșterea eficienței energetice, reducerea consumurilor de energie și a prețurilor, mai ales actualmente în condițiile existenței pieței de energie.

Abordarea acestei cercetări este legată de asigurarea creșterii eficienței procesului pe care îl parcurge energia electrică în cadrul fiecărei etape: producere, transport, repartiție, distribuție și utilizare. Această eficientizare este reclamată de necesitatea reducerii costurilor în contextul formării pieței de energie și a asigurării dirijate a unor fluxuri de energie electrică în cadrul sistemului. În acest sens din urmă trebuie avut în vedere și consumul de energie al serviciilor proprii din stațiile rețelelor de transport.

Sistemul nostru electroenergetic dispune de o rețea extinsă de transport și repartiție având tensiunile de 110, 220 și 400 kV, alcătuită din linii și stații de interconexiune. Interconexiunile dintre nivelele de tensiune succesive se asigură prin autotransformatoare cu trei înfășurări, existente în număr foarte mare (de exemplu, numărul acestora la nivele de 220/110 kV, este de aproape 100).

Serviciile proprii ale stațiilor SEE constituie un consumator deosebit, de regimul lor de funcționare depinzând buna funcționare a rețelelor și centralelor sistemului. Consumatorii aferenți serviciilor proprii se alimentează o parte în curent alternativ la tensiunea de 400/230 V și o altă parte în curent continuu la tensiuni de 24, 48, 110 și 220V. Din categoria acestor consumatori se pot menționa instalațiile de răcire ale autotransformatoarelor și transformatoarelor, instalațiile de încărcare a bateriilor de acumulare, dispozitivele de acționare a separatoarelor și întrerupătoarelor, instalațiile de aer comprimat, instalațiile de stingere a incendiilor și altele.

Alimentarea serviciilor proprii ale unei stații se poate efectua de la o secție sau un sistem de bare colectoare de medie tensiune din stația respectivă sau de la o stație apropiată, de la o centrală apropiată, de la o linie de medie tensiune din zona stației, din înfășurarea terțiară a unui transformator sau autotransformator de interconexiune al rețelelor de înaltă tensiune sau de la un grup electrogen.

În majoritatea stațiilor SEN, serviciile proprii au alimentarea de bază dintr-o stație de ÎT/MT, sau o linie de MT, ambele aparținând societății S.C. ELECTRICA S.A. Prin urmare energia electrică este transportată, repartizată și distribuită, iar apoi, în etapa de distribuție o cantitate (desigur mică) este prelevată și transmisă etapei de transport sub formă de consum al serviciilor proprii. Această recirculare a fluxului de energie electrică produce pierderi directe de energie electrică și indirecte datorită diferenței de preț între energia achiziționată de la societatea ELECTRICA și aceea procurată din rețelele proprii ale TRANSELECTRICA.

Pentru eliminarea circuitului mai sus menționat se propune ca în condițiile actuale să se treacă la alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor, aceasta însă făcută cu asigurarea fiabilității schemei de alimentare, reducerea riscului de avarie în stație, de transmitere a acestuia în SEN și de cheltuieli minime ocazionate de această modificare. Problema este fără îndoială una de modernizare a stației, deosebit de dificilă și complexă determinată de faptul că multe din echipamentele primare funcționează de mai bine de 25 de ani, deci o adevărată „provocare profesională”. Stabilirea unei soluții raționale din punct de vedere tehnico-economic care să evite la minimum riscul unei avarii este esențială, întrucât recondiționarea unui autotransformator spre exemplu de 200/200/60 MVA implică costuri de 900.000 €.

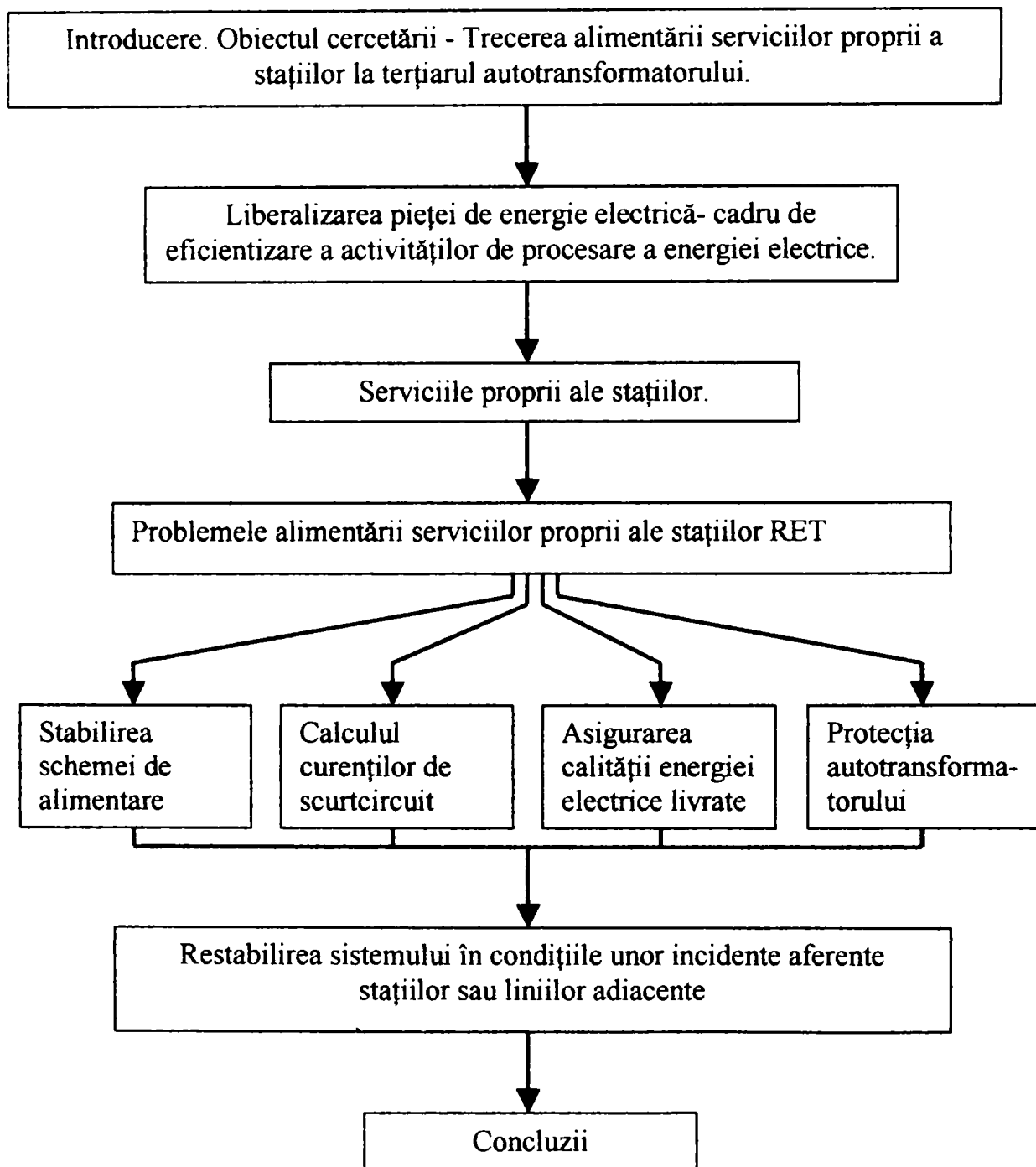


Fig. 11. Structura tezei de doctorat.

Chiar și în aceste condiții implicațiile pe care le pot crea perturbațiile produse în rețeaua legată la înfășurările de medie tensiune a autotransformatoarelor sunt deosebite și aceasta se datorează

diferenței relativ mari dintre puterile nominale ale înfășurării terțiare și aceea a transformatoarelor de servicii proprii.

În aceste condiții, prezenta cercetare își propune să analizeze impactul adaptării soluțiilor actuale de alimentare a consumatorilor serviciilor proprii din stațiile SEN la soluția din terțiarul autotransformatoarelor, asupra stației, precum și asupra funcționării SEN.

Studiile de caz vor fi considerate drept stația Arad și Timișoara, primul având un rol esențial în funcționarea interconectată a sistemului electroenergetic românesc cu UCTE.

Numeroasele probleme care intervin în abordarea și soluționarea cercetării (calculul curenților de scurtcircuit, analiza restabilirii sistemului în urma unor incidente, calculul circulației de puteri și a căderilor de tensiune, analiza calității energiei electrice, reglajul și coordonarea protecțiilor, analiza incidentelor de fiabilitate și risc a schemelor de alimentare, calculele de eficiență economică etc) asigură un caracter interdisciplinar și complex al cercetării.

Desigur, teza nu și-a propus să analizeze toate aceste aspecte ci doar pe unele, pe care le-a considerat importante; ceea ce însă și-a propus, a fost aceea de a prezenta problema trecerii alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatorului ca o problemă de optimizare sau cvasioptimizare cu funcția obiectiv- eficiența exploatarei stației și cu restricții ce privesc posibilitățile tehnice și siguranța în funcționare: stabilitate la scurtcircuite, asigurarea calității energiei electrice livrate, protecția elementelor stației la incidente, restabilirea sistemului la producerea unor incidente la elementele stației.

Schematic organizarea lucrării se prezintă ca în fig. I1.

De fapt așa cum s-a afirmat deja, cheia problemei este autotransformatorul existent în stația în cauză. El trebuie să asigure prin intermediul înfășurării terțiare energie electrică receptorilor de servicii proprii de calitate, în condiții de siguranță în funcționare chiar și în situația unor scurtcircuite la bornele înfășurării terțiare iar în condițiile ieșirii din funcțiune să permită restabilirea în bune condițiuni a sistemului.

Aceste cerințe impun calculul curenților de scurtcircuit, analiza calității energiei electrice la variația sarcinii prin înfășurările autotransformatorului, realizarea unei scheme sigure de protecție și restabilirea sistemului la producerea unor incidente care scot din funcțiune autotransformatorul sau liniile adiacente. Schematic localizarea acestor probleme se prezintă ca în fig. I2.

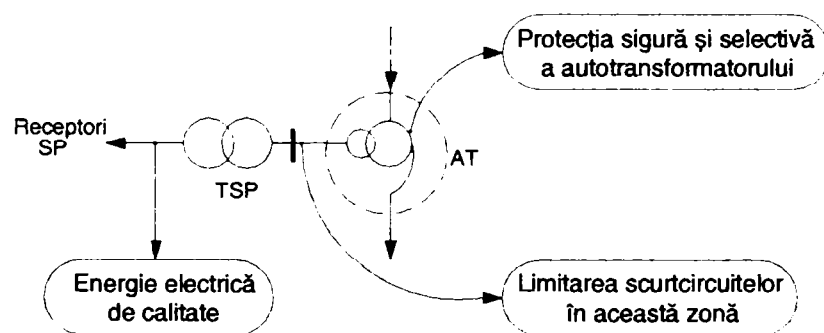


Fig. I2. Localizarea principalelor probleme ale alimentării serviciilor proprii din terțiarul AT.

În completarea celor prezentate, autorul lucrării menționează că această cercetare a debutat în urmă cu câțiva ani în cadrul TRANSELECTRICA S.A. – Sucursala de transport Timișoara, că ea s-a concretizat prin realizarea unei strategii de trecere a alimentării serviciilor proprii la terțiarul AT pentru stația ARAD și prin funcționarea efectivă a stației Timișoara cu serviciile proprii alimentate din terțiarul AT. Parte din rezultatele obținute au fost comunicate la reuniuni științifice [85],[86],[101] sau publicate [33],[102] în reviste de specialitate sub formă de lucrări științifice, la

care autorul tezei este prim autor sau coautor, dar cea mai bună validare a soluției propuse este funcționarea efectivă a stației Timișoara cu economii lunare de circa 800 €.

Pentru a soluționa problema propusă autorul a organizat lucrarea pe șapte capitole, introducere, anexă și bibliografie care cuprinde 108 referințe, dintre care 6 sunt lucrări publicate și/sau comunicate ale autorului în calitate de autor principal (prim autor) sau coautor.

În primul capitol intitulat „ Liberalizarea pieței de energie electrică- cadru de eficientizare a activităților de procesare a energiei electrice” se prezintă problematica sistemului electroenergetic în contextul actual al formării și dezvoltării pieței de energie în lume și în țara noastră. Se arată că cele mai stringente probleme se ridică în legătură cu dezvoltarea pieței de energie electrică în sensul asigurării calității energiei procesate în condițiile de funcționare sigură și stabilă a sistemului electroenergetic cu costuri cât mai rezonabile. Este prezentat stadiul evoluției pieței de energie electrică în lume și în țara noastră ca o expresie a liberalismului economico-financiar, precum și tendințele care se manifestă în direcția dezvoltării acestei piețe în contextul aderării noastre la UE. Sunt evidențiate componentele pieței de energie electrică, actorii principali care participă la acesta și firește mecanismul funcționării ei, complexitatea problemei și rolul pe care-l are fiecare componentă a unui sistem extrem de laborios la asigurarea cantității și calității energiei electrice livrate consumatorilor.

Capitolul 2 intitulat „Serviciile proprii ale stațiilor electrice” trece în revistă consumatorii serviciilor proprii ale stațiilor RET (rețelelor electrice de transport) și evidențiază particularitățile acestora. Este evidențiat locul și rolul consumatorilor de servicii proprii, acela de a realiza alimentarea cu energie electrică a circuitelor secundare de curent operativ, dispozitivele de acționare, automatizare și reglaj a echipamentelor primare, precum și a echipamentelor anexe. Receptorii de servicii proprii sunt grupați în receptori de curent alternativ și de curent continuu, apoi sunt analizați fiecare pe categorii funcționale și a implicațiilor pe care le determină nefuncționarea lor. O atenție deosebită se acordă și condițiilor în care funcționează acești consumatori. În acest sens în lucrare sunt prezentate două aspecte esențiale și anume: caracteristicile statice de sarcină ale consumatorilor și curbele de sarcină. Alături de probleme generale sunt prezentate și aspecte particulare, legate de specificul consumatorilor, specific care se regăsește în forma caracteristicilor statice și în valorile parametrilor caracteristici ai curbelor de sarcină.

Capitolul 3 intitulat „ Problemele alimentării serviciilor proprii ale stațiilor RET. Calculul curenților de scurtcircuit” cuprinde două părți, așa cum de fapt rezultă și din titlul capitolului. Astfel în prima parte sunt trecute în revistă problemele pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor rețelelor de transport din terțiarul autotransformatoarelor în general și în particular a celor de 231/121/10,5 kV și 200 MVA. Pentru o prezentare cât mai sintetică s-au efectuat clasificări din mai multe considerente și s-au stabilit responsabilități pe categorii de instituții autorizate.

În continuare sunt prezentate două din problemele enunțate și anume: stabilirea schemei de alimentare și calculul curenților de scurtcircuit. Desigur, cele două probleme sunt interdependente, motiv pentru care s-a considerat că abordarea lor în cadrul aceluiași capitol este cea mai nimerită.

Calculul curenților de scurtcircuit s-a efectuat într-o manieră completă, considerându-se cele mai grave scurtcircuite, care ar putea să apară la bornele înfășurărilor autotransformatorului, atât sub aspectul regimului de funcționare al înfășurării terțiare, cât și al locului de producere al scurtcircuitului.

În capitolul 4 intitulat „Asigurarea calității energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii” sunt trecute în revistă problemele generale pe care le ridică asigurarea calității energiei electrice consumatorilor în general și apoi se fac referiri la particularitățile pe care le prezintă consumatorii particulari de servicii proprii alimentați din terțiarul autotransformatorului existent în stațiile rețelelor electrice de transport.

Legat de problema calității energiei electrice, calitatea tensiunii rămâne problema principală și în cadrul prezentei teze de doctorat, ea fiind urmărită și analizată într-un spațiu larg. Un alt aspect căruia i s-a acordat mare atenție a fost forma curbelor de tensiune și curent în rețeaua de 0,4 kV a

serviciilor proprii, dat fiind faptul că aici se află practic sursele de regim deformant-receptorii neliniari. Capitolul se încheie cu prezentarea unei ordinograme ce jalonează strategia ce trebuie urmărită la analiza și verificarea calității energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii din înfășurarea terțiară a autotransformatorului.

Capitolul 5 intitulat „ Protecția autotransformatoarelor din stațiile rețelelor electrice de transport” prezintă problema protecției autotransformatorului, având în vedere importanța și costurile acestui echipament. Pentru început se descrie structura instalațiilor de protecție a rețelelor de transport, evidențiindu-se rolul principal al automatizărilor și protecției prin relee, precum și condițiile generale pe care trebuie să le îndeplinească acestea. În paralel cu structura generală a protecției se prezintă și particularitățile acesteia în condițiile autotransformatorului, cu și fără alimentarea serviciilor proprii din înfășurarea terțiară. Studiul de caz este efectuat pentru autotransformatorul din stația de 220/110 kV Timișoara.

În capitolul 6, intitulat „Analiza restabilirii sistemului în condițiile unor incidente ce afectează stațiile rețelei de transport” se prezintă problemele pe care le comportă restabilirea sistemului ca urmare a unor incidente ce conduc la scoaterea din funcțiune a unor elemente de sistem. După prezentarea unor probleme generale care vizează etapele restabilirii și strategia desfășurării acesteia la nivelul sistemului, se trece la studiul de caz aferent sistemului de vest al țării noastre, centrat pe stațiile Timișoara, Săcălaz, Arad și Reșița. Integrat în sistemul cu 32 noduri POWER WORLD simulator version 8.0, Urbana ILLINOIS licență pentru universități, 2002, sistemul de vest permite realizarea unor circulații de puteri și tensiuni în noduri foarte apropiate de cele reale iar analiza diverselor situații de restabilire, ca urmare a ieșirii din funcțiune a unora dintre autotransformatoarele stațiilor Timișoara sau Săcălaz, sau a unor linii de transport adiacente acestora.

Capitolul 7 intitulat „Concluzii generale și contribuții” sintetizează concluziile și contribuțiile stabilite încă o dată în cadrul fiecărui capitol, le grupează pe problematici și le reunește pentru a contura problema generală de optimizare(sau cvasioptimizare) a alimentării receptorilor de servicii proprii. De asemenea tot în cadrul acestui capitol se conturează și o strategie generală de abordare a trecerii alimentării serviciilor proprii la alimentarea din înfășurarea terțiară a autotransformatorului. Funcționarea stației Timișoara este fără îndoială cea mai elocventă concluzie ce se cuvine a o menționa acum la finele acestei lucrări.

Capitolul 1

LIBERALIZAREA PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ-CADRU DE EFICIENTIZARE A ACTIVITĂȚILOR DE PROCESARE A ENERGIEI ELECTRICE.

1.1. Formarea pieței de energie electrică în România

1.1.1. Introducere

Sistemele electroenergetice au apărut în același context general ca și furnizarea gazului, căile ferate, serviciile poștale, telefonice sau de apă. Toate ofereau un „serviciu public” și se bazau pe existența rețelelor de transport, distribuție, telecomunicații sau canalizare. Toate implicau francize teritoriale, obligația asigurării serviciului pentru toate categoriile de clienți la standarde de calitate și necesitau reglementări pentru prevenirea formării unui sistem monopolist.

Conceptul de electricitate în sistem centralizat al lui Edison s-a dovedit a fi una dintre ideile de succes din istoria omenirii. Economii de scară, în cazul centralelor producătoare, reduceau costurile. În același timp necesitau rețele de transport și distribuție pentru a asigura alimentarea unui număr suficient de mare de utilizatori. Aceștia trebuiau să consume cât mai uniform cu putință pe tot parcursul zilei, respectiv al anului, pentru a menține sistemul într-o stare de funcționare cât mai apropiată de capacitatea nominală, cu maximalizarea ratei de recuperare a investiției.

Modul de organizare al activității de reglementare a depins în mare măsură de forma de proprietate: privată sau de stat. Astfel în SUA, diverse niveluri guvernamentale, la început municipale, au adoptat legi pentru autorizarea, licențierea și reglementarea comportamentului autoproducătorilor în sfera electricității, guvernele neavând în proprietate sau exploatare sisteme de energie electrică. În Europa, de exemplu în Scandinavia, autoritățile municipale erau cele care dețineau și exploatau sistemele locale. În Germania, antreprenorii privați și-au unit forțele în repetate rânduri cu autoritățile locale în împărțirea proprietății și a diferitelor responsabilități.

Conceptul tradițional de reglementare s-a dezvoltat pornind de la caracterul de monopol „natural” al activităților desfășurate în cadrul sectorului de electricitate și gaz natural, orientându-se în principal spre reglementarea tarifelor pe baza costurilor justificate.

A reprezentat adeseori controlul direct sau indirect al Guvernului asupra comportării societăților de stat și private. În ultimii 15 ani, atât în America de Nord cât și în Europa de Vest, reglementarea s-a orientat prioritar spre dezvoltarea de metode noi de organizare a piețelor de energie, care să furnizeze stimulente atât pentru reducerea costurilor, cât și pentru îmbunătățirea serviciilor oferite de către agenții economici [1],[2].

Organismul de reglementare armonizează interesele, adeseori divergente, ale Guvernului, respectiv ale autorităților publice cu cele ale agenților economici și ale consumatorilor. În noul context de transformări procesul de reglementare urmărește promovarea concurenței la producere și furnizare, protejarea consumatorilor și reglementarea activităților cu caracter de monopol, respectiv transportul și distribuția.

Autonomia autorității de reglementare constă în transpunerea în reglementări a politicii energetice a statului, pe baza și în temeiul legii, indiferent de organismul care coordonează administrativ-organizatoric instituția. Această autonomie a procesului de reglementare este necesară pentru ca deciziile autorității să asigure armonizarea intereselor în sector, iar instituția să beneficieze de echidistanța necesară. Autonomia autorității de reglementare minimizează riscul politic și de țară

perceptut de către investitori – interni sau externi, constituind o condiție importantă pentru asigurarea dezvoltării sectorului.

Autonomia instituției se concretizează în numirea conducerii pe o perioadă determinată, pe cât posibil diferită de cea a ciclului electoral, salarizarea corespunzătoare a personalului de reglementare în vederea cointeresării acestora, finanțarea activității din surse extrabugetare, asigurată de independență în stabilirea prețurilor și tarifelor din sector, acordarea de autorizații și/sau licențe care să solicite agenților economici condiții tehnice și comerciale precise în desfășurarea activității, implicarea instituției în strategia de formare a piețelor de energie, proiectarea și implementarea acestora, posibilitatea monitorizării activității și performanțelor agenților economici reglementați prin acces liber la informație.

Obiectivitatea și transparența deciziilor autorității sunt asigurate de:

- consultarea tuturor părților și prezentarea argumentelor finale pe care se bazează decizia în ședințe publice organizate cu participarea tuturor factorilor interesați;
- întocmirea rapoartelor anuale de informare care permit autorităților statului verificarea activității și bugetului instituției;
- contestarea direct în instanță a deciziilor autorității;
- existența unui cod etic propriu al reglementatorului.

În România, ca și în alte țări ale lumii, în mod deosebit țările membre ale Uniunii Europene, tendința dominantă a sectorului energetic o constituie liberalizarea piețelor de energie, o evoluție cu profunde implicații în mediul economic de acțiune al companiilor din sectorul energiei electrice și termice.

Producerea și furnizarea energiei electrice devin activități orientate spre calitatea și prețul serviciului oferit, iar societățile comerciale se văd confruntate cu necesitatea gestionării unor riscuri financiare necunoscute până acum.

Apare problema accesului la rețeaua electrică de transport și distribuție a terților părți și a prețului de transport pentru schimburi interțări. Concomitent se dezvoltă în lume bursele de energie (Nordpool, APX, EEX, VKPX etc.) [1],[2] .

Sistemul electroenergetic din România, integrat pe verticală, a fost restructurat în perioada 1998 – 2002, prin înființarea de societăți comerciale structurate pe tipuri de activități de producere, transport, distribuție și furnizare și apariția de noi actori pe scena energiei electrice: producători, furnizori de energie electrică, furnizorii de servicii de sistem, consumatorii liberi, operator de transport și de sistem, administrator de piață [3] .

1.1.2. Contextul legislativ

În anul 1996, Directiva 92 a Uniunii Europene a stabilit principiile procesului de liberalizare. În cadrul procesului de liberalizare, restructurarea sectorului energiei electrice nu poate fi privită ca un scop în sine, ci ca un instrument de îmbunătățire a performanțelor economice ale sectorului prin introducerea concurenței și instituirea unui regim de reglementare eficient [2] .

În România una dintre cele mai importante etape ale liberalizării a fost constituirea și maturizarea unui cadru de funcționare a unei piețe interne de energie electrică.

Reperetele legislative ale acestei etape sunt următoarele :

- înființarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), instituție publică având responsabilitatea creării unui cadru de reglementare pentru sectorul energiei electrice (OUG 29/1998);
- stabilirea cadrului instituțional în vederea liberalizării pieței de energie electrică din România în concordanță cu prevederile Europene 92/1996, în baza principiilor enunțate în OUG nr. 63/1998;

- preluarea instituțională a funcțiilor definite prin OUG 63/1998 de către entitățile rezultate în urma restructurării CONEL (HG 627/2000).

Trecerea sectorului energetic de la o structura de monopol integrat pe verticala la o piață de energie electrică s-a realizat în mod gradual. Perioada de tranziție a fost impusă de factorii de decizie legislativă și executivă, ținând cont de structura inițială a sectorului, de dorința ca impactul acestor schimbări să fie suportabil pentru toți participanții la piață, iar calitatea serviciilor oferite să nu fie afectată.

1.1.3. Structura pieței angro de energie electrică din România

În cadrul pieței angro de energie electrică din România tranzacțiile cu energie electrică între participanții la piață se desfășoară pe două segmente de piață (fig. 1.1) [3],[4] :

- piața reglementată;
- piața concurențială.

Piața reglementată este destinată tranzacționării energiei electrice pe baza contractelor reglementate (cu cantități ferme și prețuri reglementate).

Piața concurențială este destinată tranzacționării energiei electrice prin contracte bilaterale și prin licitație.

Piața de energie electrică este concurențială la nivelul producătorilor și furnizorilor de energie electrică, iar activitățile de transport și distribuție, considerate ca monopol natural, sunt în totalitate reglementate, respectându-se principiul că operatorii de rețea asigură serviciul public obligatoriu de conectare, transport și distribuție a energiei electrice pentru toți participanții deținători de licențe.

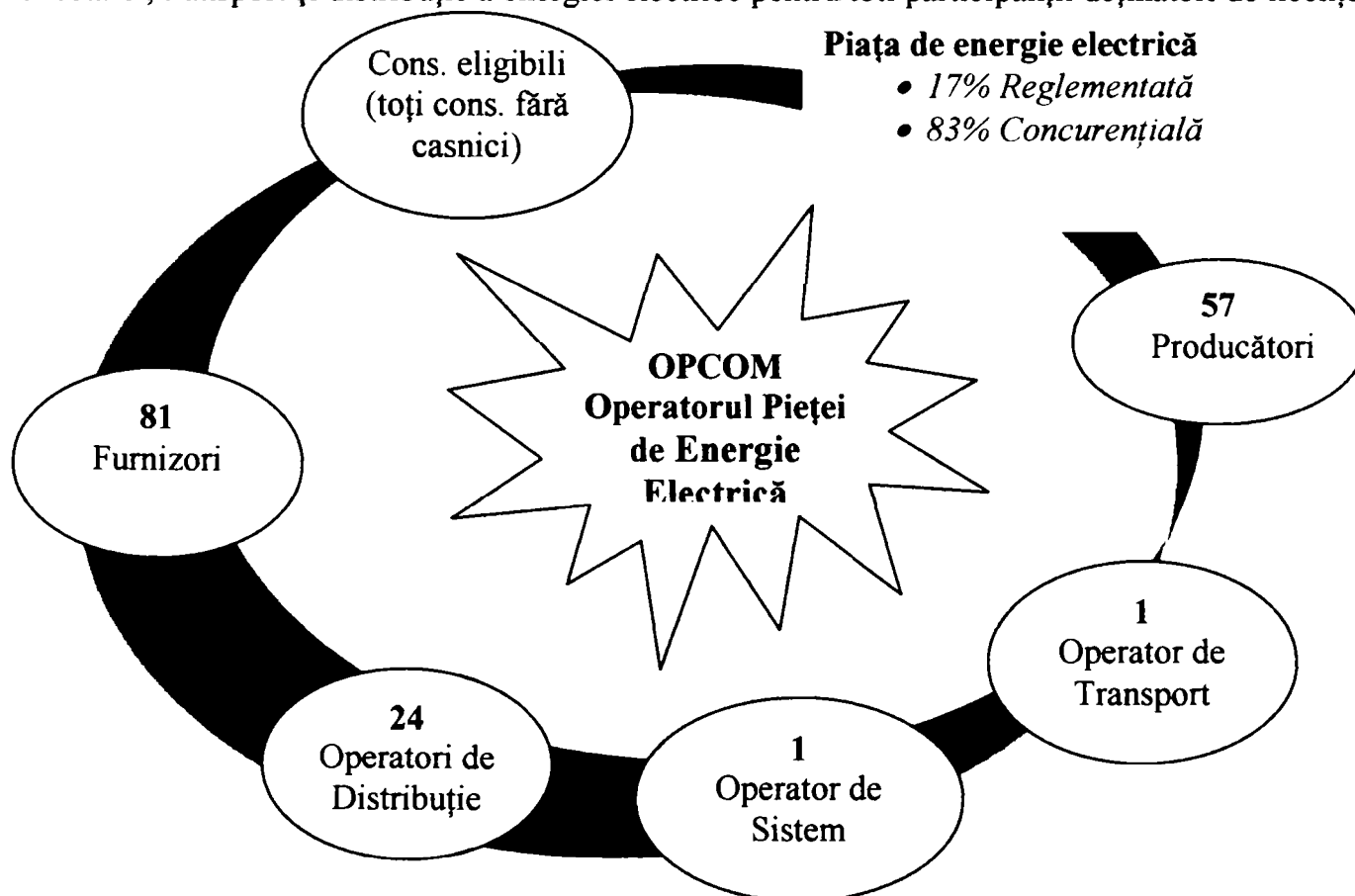


Fig. 1.1 Structura pieței de energie electrică

Intr-o perioadă relativ scurtă, gradul de deschidere al pieței de energie electrică a avut o creștere semnificativă: de la 10%, în februarie 2000, la 15%, în octombrie 2000, la 25%, în februarie

2002. la 33%, în februarie 2003, la 40%, în ianuarie 2004, la 55%, în noiembrie 2004 și la 83 % în iulie 2005.

1.1.4. Mecanismul contractual al pieței de energie electrică

În prezent, se administrează următoarele aranjamente comerciale înregistrate de participanții la piața angro de energie electrică, aferente segmentelor de piață (fig 1.2) [5],[6]:

Pe piața reglementată:

- contractele de portofoliu – reprezintă, în această etapă a funcționării pieței de energie electrică, forma principală de vânzare/cumpărare a energiei electrice, asigurând atât producătorul cât și furnizorii consumatorilor captivi de riscul variației prețului energiei electrice pe piață. Prin aceste contracte se contractează cantități și prețuri ferme de energie electrică profilate pe intervale orare;
- contractul tip PPA – încheiat între S.H. Nuclearelectrica S.A. și furnizorii consumatorilor captivi asigură preluarea fermă și integrală de către furnizorii consumatorilor captivi a energiei electrice livrată de Unitatea nr.1 Cernavodă la tarife reglementate. Acest contract se derulează până în anul 2006, iar anual se actualizează, prin acte adiționale, cantitățile de energie electrică contractate;
- contracte de achiziție a energiei electrice de la un producător independent / autoproducător - încheiate între producătorii independenți / autoproducători de energie electrică și furnizorii consumatorilor captivi de energie electrică zonali, pentru energia electrică corespunzătoare energiei termice livrate în cogenerare sau din surse hidro la preț reglementat.

Pe piața concurențială:

- contracte bilaterale ale furnizorilor cu consumatori eligibili;
- contracte de vânzare a energiei electrice încheiate între furnizori în vederea asigurării consumului de energie electrică aferent unor consumatori liberi;
- contracte de import ale producătorilor interni, pentru asigurarea obligațiilor din contractele asumate;
- contracte de import ale furnizorilor;
- contracte de export;
- contracte ale furnizorilor, alții decât cei care vând la tarife reglementate consumatorilor captivi;
- tranzacții pe piața spot , la prețul marginal de sistem.

Aferent tranzacțiilor cu energie electrică se încheie și se derulează contracte pentru servicii cu tarife reglementate [5] :

- contracte pentru transportul energiei electrice , servicii de sistem și administrare piață - la tarife reglementate, încheiate între CNTEE și producătorii care livrează energie electrică în rețeaua de transport, în vederea asigurării necesarului de energie electrică pentru consumatorii captivi;
- contracte pentru transportul energiei electrice, servicii de sistem și administrare piață – la tarife reglementate, încheiate între CNTEE și participanții la piață;
- contracte pentru servicii de sistem tehnologice – la prețuri reglementate încheiate între furnizorii calificați de servicii de sistem și CNTEE;
- contracte pentru servicii de distribuție – la tarife reglementate încheiate între furnizorii consumatorilor captivi și consumatorii eligibili/furnizorii acestora;
- contracte pentru asigurarea cantităților de energie aferente CPT, CNTEE încheiate între CNTEE și producatori sau import energie electrică efectuat de CNTEE.

1.1.5. Funcționarea pieței

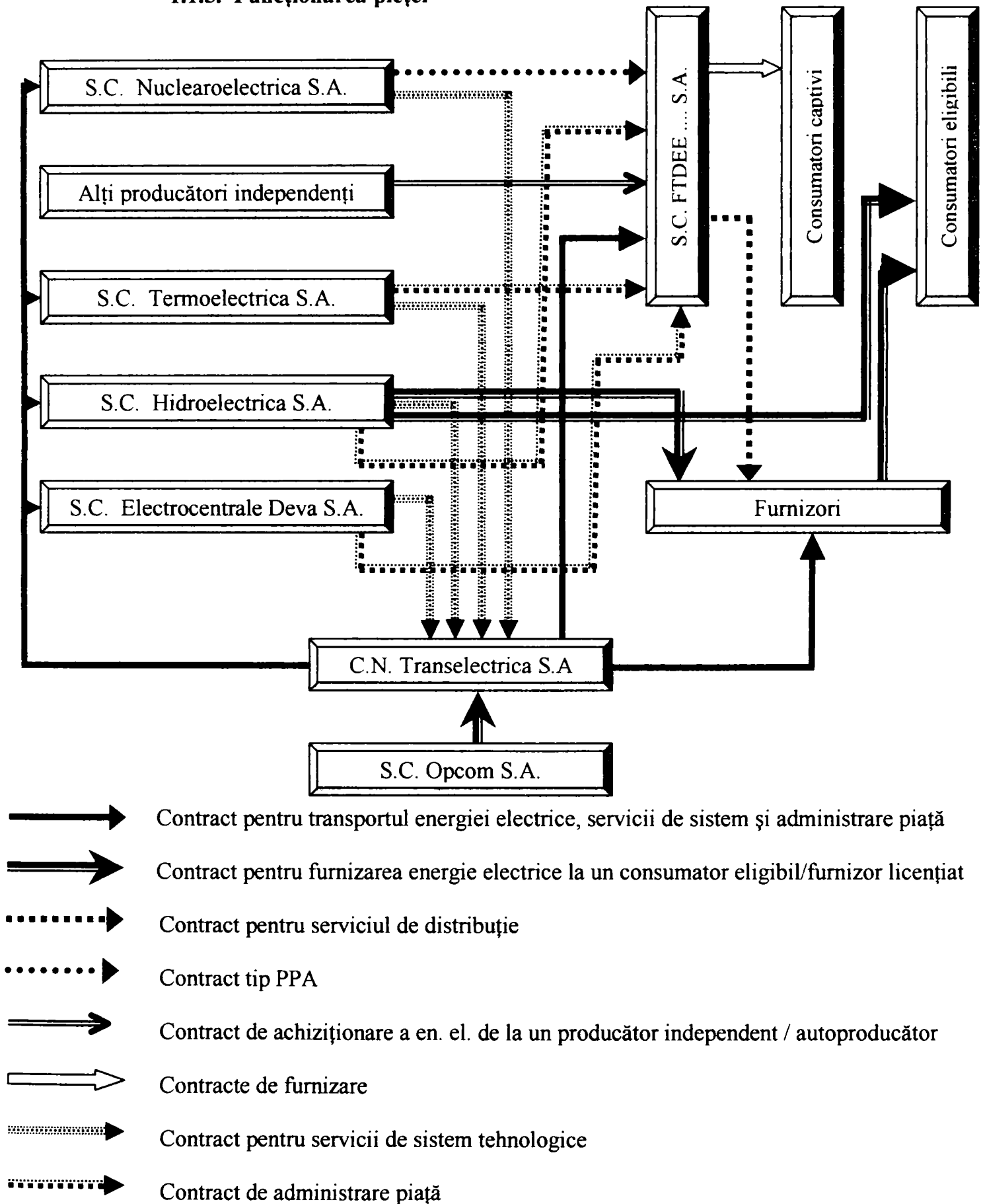


Fig. 1.2 Mecanismul contractual al pieței de energie electrică

Opțiunile participanților față de oportunitățile de moment și în concordanță cu aranjamentele comerciale existente se concretizează zilnic în ofertele de producție în baza cărora se realizează programarea funcționării unităților dispecerizabile, astfel încât cererea de energie electrică să fie satisfăcută în orice moment în condiții de siguranță și fără abateri de la parametrii de calitate impuși de normativele în vigoare.

Prognoza consumului de energie electrică orară, pentru 48 de ore, se face de către OPCOM prin programe soft, care se bazează pe modelarea parametrică a seriilor de timp. Prognoza rezultată este „amendată” de rezultatele unei analize bazate pe incidența și efectul probabil al unor evenimente previzibile, cum ar fi datele din prognoza meteorologică pentru următoarele zile, schimbarea orelor primăvară-toamnă, modificarea zilnică a orelor răsăritului soarelui, profilul zilelor atipice înregistrate în anii anteriori, informații privind funcționarea reală a consumatorilor și altele.

Programarea funcționării unităților dispecerizabile se compune din două segmente complementare, programarea producției și programarea serviciilor de sistem tehnologice, segmente care sunt într-o interdependență ce impune abordarea lor într-un mod unitar.

Programarea funcționării dispecerizabile este un complex de activități desfășurate zilnic, la care participă:

- Operatorul de Sistem, prin solicitările de modificare a cantităților de servicii de sistem contractate;
- Producătorii, prin transmiterea ofertelor de producție și a ofertelor de servicii de sistem tehnologice;
- Furnizorii, prin transmiterea prognozei de consum;
- Operatorul de Sistem, prin analiza regimurilor de funcționare și prin stabilirea unor variante de eliminare a posibilelor restricții de rețea;
- Operatorul Pieței de Energie Electrică prin:
 - stabilirea prognozei de consum;
 - stabilirea ordinului de merit a unităților dispecerizabile;
 - stabilirea prețului marginal de sistem;
 - stabilirea programului de funcționare a unităților dispecerizabile cu cele două componente ale sale: programarea producției și programarea furnizării serviciilor de sistem tehnologice.

Prin ofertă producătorii au în vedere:

- constrângerile tehnice ale propriilor grupuri;
- oportunitatea pieței prin oferta de preț pentru fiecare MWh livrat.

Pentru ca solicitările producătorilor să fie îndeplinite, aceștia trebuie să precizeze în ofertă următoarele informații tehnice:

- puterea minimă a grupului;
- puterea maximă a grupului;
- viteza de încărcare a grupului;
- viteza de descărcare a grupului;
- numărul minim de ore de funcționare a unui grup după o pornire;
- numărul minim de ore de staționare a unui grup după o oprire;
- energia electrică livrată aferentă unor priorități de producere.

Prioritățile de producere au fost impuse de specificul pieței de energie electrică din România și sunt reglementate de ANRE.

Legislația secundară în vigoare prevede plasarea cu prioritate în ordinea de merit a unităților care trebuie să funcționeze la servicii impuse din alte considerente decât cele pur economice și anume :

- considerente care țin de legislația primară (Legea apelor);

- asigurarea debitelor de servitute și a altor restricții de utilizare a apei în amenajările hidroelectrice;
- considerente care țin seama de politica de recuperare a investițiilor în sectorul energetic;
- considerente care țin cont de caracteristicile producției de energie termică livrată în regim de cogenerare și de protecție socială;
- considerente care țin cont de tipul contractelor de vânzare-cumpărare derulate pe piață;
- considerente care țin cont de corelarea dintre producția de energie electrică și serviciile de sistem solicitat.

În urma prelucrării ofertelor producătorilor se determină tranșele de putere (părți din palierele de putere ofertate) după nivelul prețului ofertat și prin corelarea caracteristicilor dinamice ale fiecărui grup cu opțiunile producătorului (utilizarea priorităților de producție, disponibilitatea orară), rezultând o ierarhizare a tranșelor de putere.

Prin ordinea de merit a unităților de producție se determină, pentru fiecare interval de programare[7]:

- puterea cu care participă fiecare unitate la acoperirea consumului de energie electrică prognozat;
- pragul cererii de consum de la care intră în funcțiune fiecare unitate.

Ordonarea grupurilor de conducere este rezultatul intersecției listei ierarhizate a tuturor tranșelor de putere ofertate de către producători cu prognoza de consum:

- pornirea unităților termoenergetice;
- ierarhizarea unităților independente economic din portofoliul producătorilor;
- modelarea curbei de sarcină;
- includerea în programare a principalelor restricții referitoare la exploatarea amenajărilor hidroenergetice;

Cea de-a doua componentă a programării funcționării unităților dispecerizabile – programarea furnizării serviciilor de sistem tehnologice este elaborată de OPCOM conform contractelor de servicii de sistem ale furnizorilor calificați sau conform solicitărilor operative ale Operatorului de Sistem.

Corelarea celor două componente este o garanție a asigurării prin programare a condițiilor de siguranță și de calitate pentru funcționarea sistemului energetic național.

Acest program de funcționare a unităților dispecerizabile răspunde tuturor constrângerilor impuse de :

- cererea de consum exprimată prin prognoza consumului intern;
- solicitările de import/export exprimate prin contractele existente;
- schimburile naturale datorate interconexiunilor cu sistemele electroenergetice vecine;
- ofertele producătorilor care includ și condițiile tehnice ale grupurilor; restricții de rețea și de sistem impuse de funcționarea sistemului electroenergetic național, asigurând în același timp:
- funcționarea sistemului electroenergetic național în condiții de siguranță;
- parametrii de calitate a energiei electrice furnizate.

1.2. Tendințe privind dezvoltarea pieței de energie electrică în România în contextul aderării la U.E.

În condițiile în care fiecare stat este liber să-și aleagă modul în care își organizează piețele , integrarea acestor piețe pune un număr însemnat de probleme tehnice , economice și instituționale. În domeniul instituțional rezultate remarcabile au fost obținute prin cooperarea autorităților de reglementare naționale cu Comisia Europeană. Stabilitatea și importanța acestei cooperări vor fi în

curând crescute prin creerea unui Comitet al UE care va plasa rolul Consiliului European al Reglementatorilor în domeniul Energiei (CEER) pe o bază instituțională oficială.

Sectorul energiei electrice din România a fost supus unor modificări substanțiale în urma apariției unei noi Legi a Energiei 318/2003 și a restructurării SC Electrica SA și a SC Termoelectrica SA.

În iulie 2003, Guvernul României a adoptat HG nr. 890/2003, privind aprobarea “Foi de parcurs din domeniul energetic din România”. Acest document impune aplicarea unor politici novatoare inspirate din directivele și politicile comerciale europene din industria energetică precum și de apropierea momentului apariției pieței regionale de electricitate în Europa de Sud-est.

Un element esențial al “Foi de Parcurs” îl reprezintă așa-numita “Nouă platformă de tranzacționare”, al cărei scop este introducerea graduală în perioada 2003-2007 a pieței de energie electrică complet liberalizată și competitivă, în concordanță cu practicile europene. “Foaia de Parcurs” prevede, ca țintă realizarea în 2007 a unei piețe bazate pe contracte bilaterale și auto-dispecerizarea producătorilor, însoțită de o bursă de energie voluntară (Piața tranzacțiilor pentru Ziua Următoare) precum și de o piață de echilibrare. Această piață va fi similară piețelor europene folosite în Scandinavia, Anglia și Țara Galilor precum și în majoritatea țărilor din zona continentală a Europei de Vest.

Aplicarea prevederilor cuprinse în “Foaia de Parcurs” va determina modificări importante și de lungă durată ale structurii și modului actual de operare pe piața de energie electrică. Pentru a facilita procesul de tranziție și pentru a ține seama, în același timp, de situația actuală din sectorul energiei electrice, prevederile “Foi de Parcurs” includ o serie de măsuri de tranziție. Aceste măsuri includ:

- participarea obligatorie la PZU;
- reglementarea integrală și optimizarea centralizată a producției din surse hidro și introducerea contractelor inițiale între producători și furnizorii consumatorilor captivi.

În plus, “Foaia de Parcurs” prevede introducerea în viitor a unui mecanism de plată a capacităților, în vederea asigurării unei capacități de producere suficiente.

Noua platformă de tranzacționare este programată a fi operațională începând cu anul 2005. Un prim pas îl constituie realizarea noului Cod Comercial, cu asistența consultantului KEMA în cadrul unui proiect PHARE aflat în derulare, Cod care conține regulile necesare funcționării pieței [8].

Implementarea ulterioară a acestor reguli va fi asigurată în cadrul unui alt proiect, finanțat de această dată de Banca Mondială și programat a începe în scurt timp.

Secțiunile descrise în continuare prezintă în rezumat principalele elemente ale noii platforme de tranzacționare, așa cum este ea descrisă în noul Cod Comercial.

Obiectivele avute în vedere [8]:

- proiectarea unei piețe pentru ziua următoare și a unei piețe de echilibrare;
- licitarea capacității de transfer pe liniile de interconexiune;
- introducerea unui agent de optimizare a producției hidro.

După cum s-a precizat, România a optat pentru modelul, utilizat și în Europa, de piață descentralizată de energie electrică, în care producătorii și furnizorii sunt liberi să încheie tranzacții de vânzare-cumpărare a energiei electrice. Relațiile între participanții la piață se vor baza în principal pe contracte, ce pot fi bilateral negociate sau reglementate. Pe lângă contracte, participanții la piața angro de energie electrică vor avea în continuare posibilitatea participării la o piață fizică de energie organizată cu o zi înaintea zilei de dispecerizare (PZU). Această piață va fi completată de o bursă de energie. Participarea la această piață va fi în final voluntară (opțională), neexistând nici o obligație a participanților de a oferta sau de a cumpăra de pe PZU. PZU se va baza pe oferte simple preț-cantitate pentru fiecare interval de tranzacționare (1h) al zilei următoare. Fiecare ofertă va indica prețurile la care participanții (producători și furnizori) sunt dispuși să vândă sau să cumpere

cantitățile corespunzătoare de energie electrică de pe PZU. Toate ofertele sunt realizate la nivel de agent economic participant la piață și nu la nivel de unitate producătoare. Participanții pot înainta, de asemenea, oferte de export și import. Tranzacțiile de pe piață se vor încheia la prețul de închidere al pieței. Orice congestii pe liniile de interconexiune, alocate conform PZU pentru import sau export, vor fi rezolvate prin fragmentarea pieței, similar modelului Nordpool din Scandinavia.

PZU va fi obligatorie într-o primă etapă, preconizată a se încheia în anul 2007. În această etapă, producătorii vor fi obligați să ofere în piață toată capacitatea disponibilă de producție, în timp ce furnizorii vor fi obligați să facă oferte de cumpărare pentru acoperirea întregii cereri de consum. Pentru stabilirea tranzacțiilor finale, sunt luate în considerare contractele bilaterale încheiate între participanții la piață.

O altă caracteristică specifică pe o perioadă de tranziție, mai mică decât durata primei etape, se referă la utilizarea unei prognoze centralizate a cererii de consum. Închiderea pieței se va baza pe ofertele de vânzare (producere) și pe o prognoză centralizată a cererii stabilită de OPCOM, nu pe prognoze individuale ale cererii realizate de furnizori (oferta de cumpărare). Această caracteristică, specifică în special piețelor obligatorii, a fost păstrată din actuala structură a pieței. Renunțarea la acest sistem și trecerea la utilizarea în PZU a cererilor de cumpărare formulate de furnizori se va realiza la solicitarea furnizorilor, în condițiile maturizării pieței de energie [8].

Operațiunile de decontare de pe PZU vor fi în responsabilitatea Administratorului de Decontare. Toate tranzacțiile de pe PZU vor fi încheiate la prețul de închidere al pieței. Pe de altă parte, decontarea contractelor bilaterale este lăsată la latitudinea părților implicate.

După închiderea PZU, fiecare participant trebuie să notifice operatorului de sistem (OST) programul de producție/consum pentru fiecare unitate/consum dispecerizabil, producția/consumul total, exporturile, importurile și tranzacțiile nete cu alți participanți pentru fiecare interval de dispecerizare (1h) al zilei următoare. Aceste notificări fizice vor permite operatorului de sistem elaborarea programului de funcționare pentru ziua de dispecerizare.

În concordanță cu practica europeană, noul Cod Comercial prevede existența Părților Responsabile cu Echilibrarea (PRE). Fiecare PRE poate include unul sau mai mulți participanți la piață (producători sau furnizori). Pentru programare, PRE furnizează numai informație agregată, privind producția, consumul, exportul, importul, și schimburile cu alte PRE. În mod similar, fluxurile fizice de energie realizate (producția, consumul) sunt agregate pe fiecare PRE pentru determinarea deviațiilor de la programul notificat.

Deviațiile se determină ca fiind diferența dintre cantitățile contractuale agregate și schimburile măsurate ale fiecărui PRE. Exportul, importul și schimburile cu alte PRE sunt definite ca fiind schimburi contractuale și de aceea se consideră realizate conform declarațiilor efectuate cu o zi înainte, în timp ce pentru producție și consum se folosesc valorile măsurate, respectiv programate. Deviațiile sunt decontate, pe baza prețurilor medii rezultate din piața de echilibrare. În plus față de deviațiile agregate ale PRE, noul Cod Comercial tratează cazurile de deviații ale producătorilor de la notificările fizice. În aceste cazuri, mărimea deviației este determinată de variația producției realizate față de valoarea programată pentru fiecare unitate dispecerizabilă. Prin impunerea unor penalități funcție de mărimea deviației și de momentul notificării în avans a acesteia, producătorii vor fi stimulați să respecte programul de producție notificat operatorului de sistem și de transport (OST).

1.3. Concluzii

Prezentul capitol și-a propus să prezinte în contextul actual legat de problematica sistemului electroenergetic, alimentarea serviciilor proprii a stațiilor RET ca o măsură de optimizare a fluxurilor de energie electrică. În acest sens problemele cele mai stringente care se ridică în legătură cu funcționarea sistemului electroenergetic sunt cele legate de crearea și dezvoltarea pieței de

energie electrică, asigurarea calității energiei procesate în condițiile de funcționare sigură și stabilă a sistemului electroenergetic cu costuri cât mai rezonabile. Ca urmare în cadrul capitolului s-a prezentat situația actuală a alimentării serviciilor proprii din stațiile RET în țara noastră, formarea pieței de energie electrică în lume și în România ca o expresie a liberalismului economico-financiar, precum și tendințe care se manifestă în direcția dezvoltării acestei piețe în contextul aderării noastre la UE.

Sunt evidențiate componentele pieței de energie, actorii principali care participă la aceasta și firește mecanismul funcționării ei. Toate acestea cu un singur scop și anume acela de a evidenția complexitatea problemei și rolul pe care-l au fiecare componentă a unui sistem extrem de laborios la asigurarea cantității și calității energiei electrice livrate consumatorilor.

Orice MWh neapreciat corespunzător sau neeconomisit poate costa puțin, mult sau foarte mult, dependent de piața unde a fost tranzacționat, când și în ce condiții. Iată de ce orice model de optimizare a unui element component al sistemului electroenergetic și în particular o stație RET cu consumatorii ei – serviciile proprii trebuie să ia în considerare acest aspect.

Contribuțiile aduse de autor în cadrul acestui capitol se referă la punerea problemei alimentării serviciilor proprii ca o problemă de optimizare în condițiile existenței pieței de energie și evidențierea problemelor pe care le-a ridicat formarea și dezvoltarea pieței de energie în România.

Capitolul 2

SERVICIILE PROPRII ALE STAȚILOR ELECTRICE

Serviciile proprii sunt un consumator vital al rețelelor sistemelor electroenergetice. În cele ce urmează se vor face referiri la consumatorii serviciilor proprii evidențiindu-se particularitățile funcționale ale acestora și mai ales schemele lor de alimentare.

2.1. Considerații generale

Serviciile proprii constituie un consumator deosebit al sistemelor electroenergetice, de ele depinzând buna funcționare a stațiilor și centralelor sistemului electroenergetic.

Consumatorii de servicii proprii se alimentează în parte în curent alternativ la tensiunea de 400/230 V (cu excepția unor consumatori la care, din considerente de tehnica securității muncii se impune folosirea unor tensiuni mai mici) și în parte în curent continuu, tensiunile posibile fiind 24 V, (48/60) V, 110 V, 220 V.

Din categoria consumatorilor de servicii proprii care se alimentează în curent alternativ, se pot menționa: instalațiile de răcire ale transformatoarelor și autotransformatoarelor, instalațiile de reglaj ale transformatoarelor și autotransformatoarelor, instalațiile de încărcare ale bateriilor de acumulare, instalațiile de ventilație ale bateriilor de acumulare, dispozitivelor de acționare ale întrerupătoarelor și separatoarelor, instalațiile de aer comprimat, instalațiile de stingere a incendiilor.

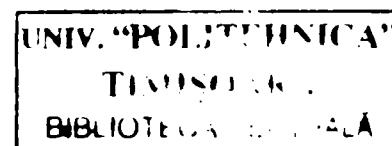
Din categoria consumatorilor de servicii proprii care se alimentează în curent continuu se pot menționa: anumite dispozitive de acționare ale întrerupătoarelor, separatoarelor, contactoarelor, protecții, automatizări, blocaje, semnalizări, instalații de telecomandă, telecomunicații, iluminatul de siguranță.

În ceea ce privește schemele de alimentare a SP, există mai multe variante, ideea de la care se pornește fiind aceea ca alimentarea să se efectueze de la două surse independente, care pot furniza fiecare întreaga putere cerută de consumatorii de SP. Cele două surse pot funcționa permanent conectate ca surse normale, sau pot funcționa una normal conectată iar cealaltă normal deconectată. În ipoteza că cele două surse sunt permanent conectate, cele două secții de bare (fig. 2.1) pot funcționa fie separat, fie cuplate între ele, și aceasta dependent de nivelul curenților de scurtcircuit și de stabilitatea echipamentului de comutație la scurtcircuit.

Drept surse de alimentare ale SP ale unei stații se pot folosi:

- secție sau un sistem de bare colectoare de M.T. din stația respectivă sau de la o stație apropiată;
- o secție sau un sistem de bare colectoare de J.T. din stația electrică respectivă sau de la o centrală sau stație apropiată;
- o linie de M.T. din zona stației;
- înfășurarea de M.T. (10-20 kV) a unui transformator sau autotransformator de interconexiune a rețelelor de 110 ; 220 ; 400 kV;
- un grup electrogen.

În stațiile importante ale SEN (stații de 400 kV sau 220 kV noduri de rețea) se prevede o a treia sursă de alimentare – grup electrogen.



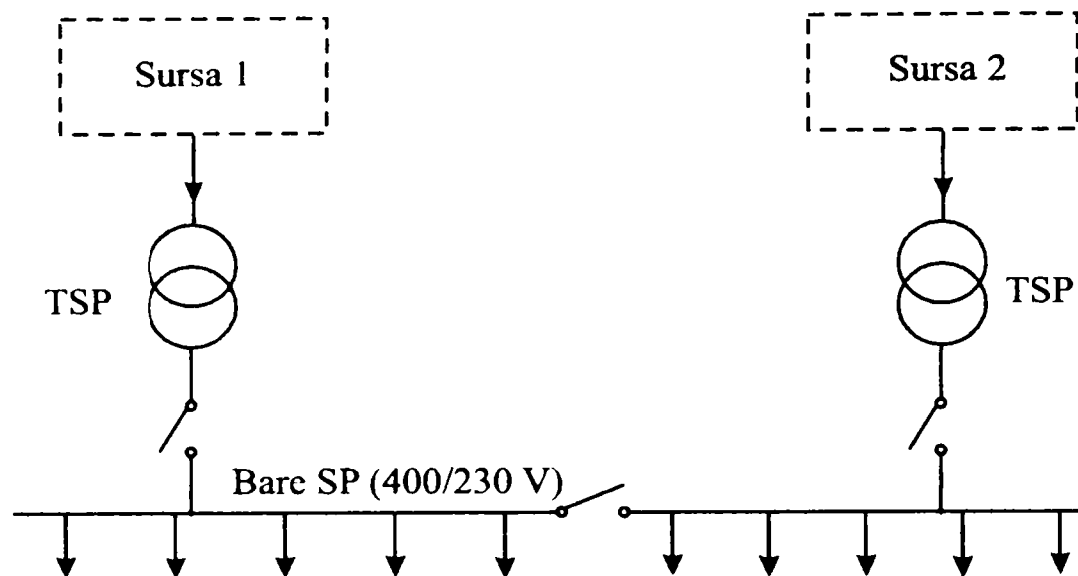


Fig 2.1 Schema de alimentare SP

În această situație din urmă se poate crea a treia secție de bare și anume bara de siguranță (fig 2.2).

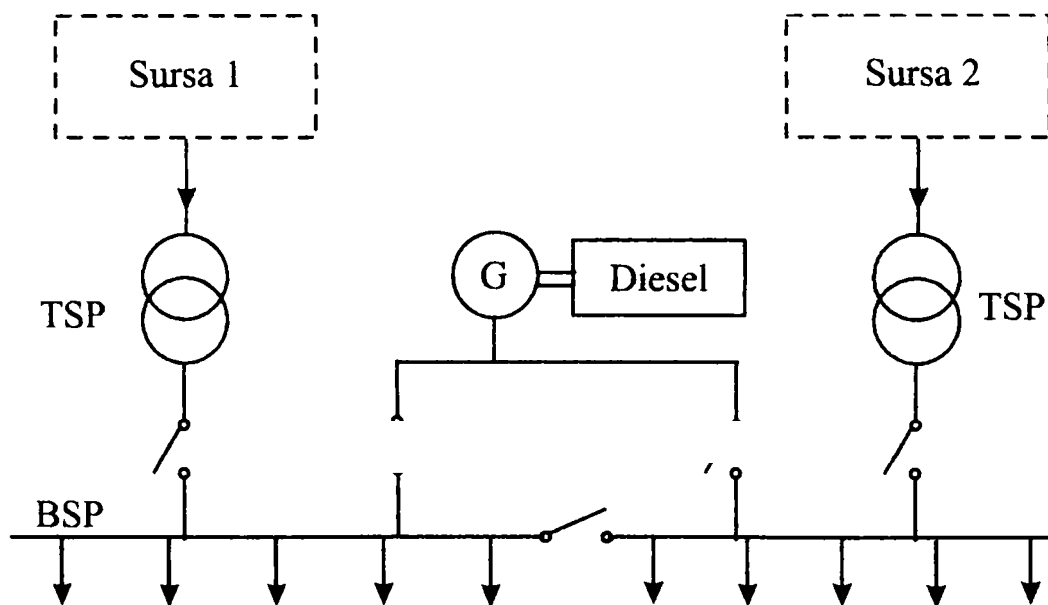
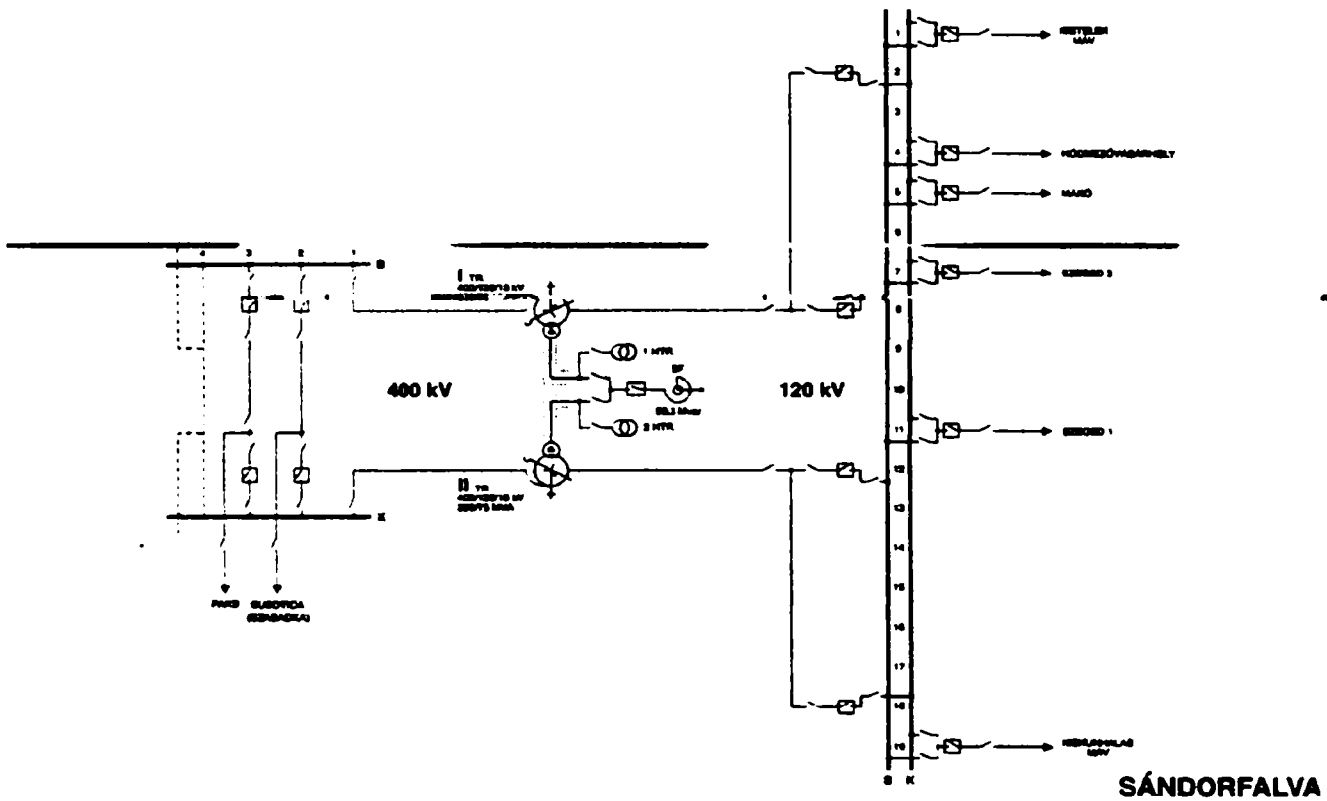


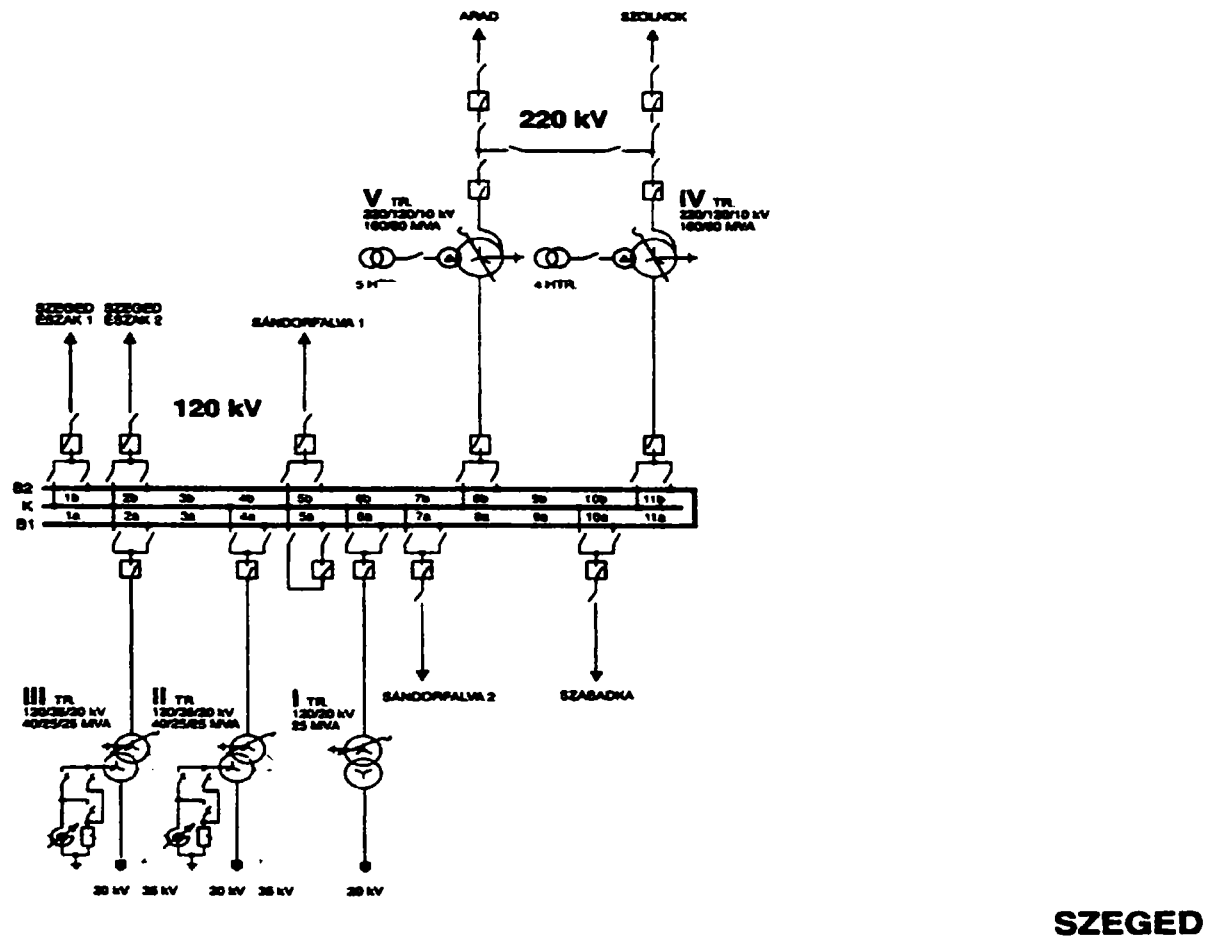
Fig 2.2 Schemă de alimentare SP cu sursă de siguranță

Din cele prezentate rezultă că în literatură și în normative se menționează că serviciile proprii ale stațiilor sistemului pot fi alimentate din înfășurarea terțiară a unui transformator sau autotransformator de interconexiune a rețelilor de 110; 220; 400 kV.

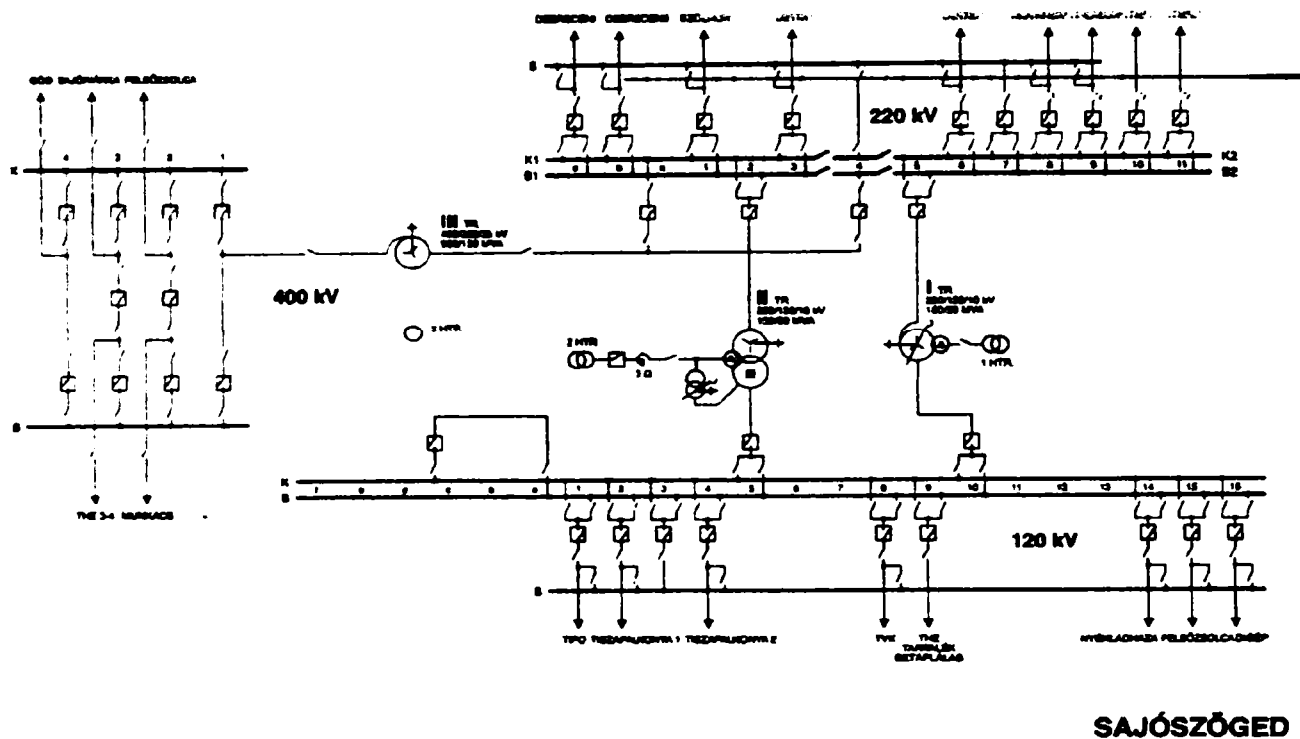
La această oportunitate se mai adaugă două elemente și anume: faptul că în aceste condiții energia consumată de serviciile proprii nu mai este preluată de la ELECTRICA S.A. și că în alte țări, de exemplu Ungaria sau Cehia aceste soluții sunt larg răspândite. În sensul celor afirmate în fig. 2.3 a), b), c) sunt prezentate schemele monofilare principale ale stațiilor Sándorfalva, Szeged, și Sajoszög.



a)



b)



c)

Fig.2.3 Schemele monofilare principale ale stațiilor

a) Sándorfalva; b) Szeged; c) Sajószöged

Din analiza celor prezentate în schemele monofilare rezultă următoarele:

- în stația Sandorfalva legătura dintre cel două nivele de tensiune 400 și 120 kV este realizată prin autotransformatoare cu trei înfășurări de 400/132/18 kV, curenți 361/1094/2406 A și puteri de 250/250/75 MVA;
- reglajul tensiunii se realizează în înfășurarea de 132 kV în limitele +10,2 până la 11,3%;
- înfășurarea terțiară în conexiunea delta este folosită pentru dispunerea unei bobine șunt de 50,3 MVAR;
- fiecare AT alimentează din înfășurarea terțiară câte un transformator de servicii proprii, conductoarele de legătură fiind izolate;
- stația Szeged cuprinde barele de 220 kV și 120 kV, legătura dintre acestea efectuându-se cu AT de 160/160/50 MVA și tensiune de 220/120/10 kV;
- înfășurarea terțiară a AT servește și la alimentarea transformatoarelor de servicii proprii;
- stația Sajoszoged cuprinde bare de trei nivele de tensiune 400, 220 și 120 kV, între barele de 400 și 220 kV fiind plasat un AT fără reglaj de 500/500/120 MVA;
- între barele de 220 kV și 120 kV se află plasate două AT de 150/150/50 MVA și respectiv 160/160/50 MVA;
- la AT 1 reglajul se efectuează pe partea de 120 kV, unitatea de reglaj fiind aferentă AT;
- la AT 2 reglajul se efectuează cu o unitate distinctă de reglare pe partea de 120 kV, alimentarea unității de reglare efectuându-se din terțiarul AT 2 (situația este similară cu aceea din Porțile de Fier 1);
- din înfășurările terțiarelor AT sunt alimentate și transformatoarele de servicii proprii ale stației;
- pentru stabilitatea înfășurării terțiare la AT 2 pe legătura terțiar – TSP este dispusă o bobină de reactanță de 3Ω.

Pentru a evidenția particularitățile pe care le reclamă alimentarea instalațiilor electrice a stațiilor de transformare în continuare se vor prezenta sistematic aspecte legate de instalațiile electrice ale stațiilor de transformare, consumatorii serviciilor proprii, condițiile de funcționare ale acestora și clasificarea lor.

2.2. Instalațiile electrice ale stațiilor de transformare

Așa cum este cunoscut, stațiile electrice reprezintă nodurile rețelei electrice de transport și distribuție din cadrul sistemului electroenergetic, unde se realizează conexiunea unor linii în vederea efectuării unui tranzit de energie electrică la același nivel de tensiune (stații de conexiune) sau la nivele diferite (stații de transformare). În cadrul acestora se întâlnesc trei categorii de instalații electrice:

1) Instalații ale circuitelor primare - ansamblul echipamentelor, legate funcțional între ele prin care se asigură nemijlocit transferul energiei electrice de la surse spre consumatori, precum și transformarea parametrilor (tensiune și curent) acesteia.

Echipamentele din cadrul acestor instalații se numesc echipamente primare, iar din cadrul acestora fac parte: (auto)transformatoarele, transformatoarele de măsură (de curent și de tensiune), întrerupătoarele, separatoarele, și bobinele de reactanță.

Fiecare dintre aceste echipamente are o structură constructivă corespunzătoare și un rol bine determinat în cadrul instalațiilor primare. Astfel, (auto)transformatoarele realizează transformarea parametrilor (tensiune și curent) ai energiei electrice, frecvența rămânând neschimbată, iar celelalte echipamente sunt reunite într-o structură, numită instalație de conexiuni, care asigură tranzitul energiei electrice la același nivel de tensiune. Din punct de vedere electric, instalația de conexiuni este un nod electric.

Orice stație electrică conține una sau mai multe instalații de conexiuni. Dacă stația conține două sau mai multe instalații de conexiuni, va conține și (auto)transformatoare. Stația electrică la care instalația de conexiuni cu tensiunea superioară de 750, 400 sau 220 kV este un nod de rețea cu minimum trei circuite de linii, reprezintă o stație electrică de importanță deosebită.

2) Instalații ale circuitelor secundare - ansamblul echipamentelor legate funcțional între ele prin care se realizează comanda echipamentelor din cadrul instalațiilor circuitelor primare și control funcționării acestor instalații.

Din punct de vedere al componenței, instalațiile de circuite secundare reprezintă un ansamblu de circuite electrice; sistem de medii prin care se închide curentul electric, format din sursă, unul sau mai mulți consumatori (receptori) legați în serie, paralel, sau serie-paralel și elementele de legătură.

Circuitele electrice din cadrul instalațiilor de circuite secundare sunt de două tipuri, și anume:

- Circuite prin care se măsoară parametrii electrici (curent și tensiune) din circuitele primare, care au ca surse secundarele transformatoarele de măsură, iar ca receptori elementele de măsurat, care servesc la măsurarea curentului și/sau tensiunii din circuitele primare. Transformatoarele de curent servesc la alimentarea circuitelor unde se măsoară curentul electric, care se numesc circuite de intensitate, iar transformatoarele de tensiune servesc la alimentarea circuitelor prin care se măsoară tensiunea și frecvența, care se numesc circuite de tensiune.
- Circuite prin care se acționează asupra unor elemente de execuție (motoare electrice, hupă, sonerie, casete de semnalizare, lămpi de semnalizare etc.) în scopul conectării sau deconectării aparatelor de comutație primară (întreruptoare, separatoare), al efectuării unor reglaje, al informării personalului de exploatare asupra stării echipamentelor și respectiv prin care se acționează în mod voit sau automat asupra unor elemente intermediare (relee intermediare, relee de timp etc.) care transmit comenzile spre elementele de execuție. Aceste circuite se

numesc circuite de curent operativ și în general sunt circuite de curent continuu, când se numesc circuite de curent continuu. Sursele de alimentare, numite surse de curent operativ, sunt constituite din redresoare care funcționează în regim tampon cu o baterie de acumulatori.

3) Consumatorii serviciilor proprii - se alimentează în curent alternativ la tensiunea de 400/230 V și în curent continuu, la tensiuni de 24, 48, 110, 220 V.

În continuare se vor face câteva referiri la receptorii de curent alternativ, respectiv de curent continuu.

3.1) Consumatorii serviciilor proprii de curent alternativ

Consumatorii de servicii proprii care se alimentează în curent alternativ sunt: iluminat, instalațiile de răcire ale (auto)transformatoarelor, dispozitivele de acționare ale întrerupătoarelor și separatoarelor, dispozitivele de acționare ale comutatoarelor de ploturi la (auto)transformatoarele cu reglaj sub sarcină, instalația de încărcare ale bateriei de acumulatori, instalația de stingere a incendiilor, instalațiile de încălzit pentru asigurarea microclimatului necesar aparatului circuitelor secundare, echipamentul de telecomunicații, instalațiile de compresoare etc.

a) Instalația de răcire a (auto)transformatoarelor

După cum se cunoaște, (auto)transformatoarele de putere întâlnite în stațiile electrice de transformare sunt (auto)transformatoare în ulei. La acestea miezul și înfășurările sunt așezate într-o cuvă, realizată din tablă, umplută cu ulei. Uleiul constituie, pe lângă rolul de izolan și mediul de transmisie a căldurii de la părțile active (miez și înfășurări) la mediul de răcire. El preia, prin convecție, căldura de la miez și înfășurări și o transmite, tot prin convecție, mediului de răcire, care poate fi aerul sau apa.

La (auto)transformatoarele aflate în exploatare la noi în țară mediul de răcire este aerul atmosferic, iar pentru ca uleiul să transmită căldura acestui mediu de răcire se utilizează corpuri de răcire executate din țevi prin care circulă uleiul în mod natural sau forțat. Corpurile de răcire sunt fixate de cuva (auto)transformatorului, pe pereții laterali ai acesteia.

Circulația naturală a uleiului se realizează pe baza diferenței de densitate a acestuia dependentă de temperatura lui, creându-se curenți de ulei de jos în sus în înfășurări și la suprafața miezului și de sus în jos în țevile corpurilor de răcire. Circulația forțată se realizează cu o pompă de ulei montată pe racordul de intrare a uleiului în corpul de răcire. Circulația aerului la suprafața elementelor de răcire, în cazul circulației naturale a uleiului, poate fi liberă de jos în sus, sau forțată cu ajutorul unor ventilatoare amplasate în partea inferioară a corpurilor de răcire, iar în cazul circulației forțate a uleiului, circulația aerului este forțată cu ajutorul ventilatoarelor (trei ventilatoare) înglobate în corpurile de răcire.

Atât pompele de ulei cât și ventilatoare sunt acționate de motoare electrice. Motoarele acestora nu depășesc de regulă 2-3 kW.

b) Dispozitivul de acționare al comutatorului de ploturi

(Auto)transformatoarele din stațiile electrice sunt prevăzute cu echipament de comutare a ploturilor sub sarcină, care se compune din următoarele subansambluri:

- selector, echipamentul care selectează priza pe care urmează să se producă comutarea;
- comutator, echipamentul care asigură trecerea, în sarcină, de pe o priză pe alta;
- dispozitiv de acționare, echipamentul care, în urma unei comenzi manuale sau automate, asigură funcționarea selectorului și a comutatorului.

Dintre aceste trei subansambluri, numai dispozitivul de acționare conține receptori electrici, care intră în categoria consumatorilor de servicii proprii, și anume: un motor electric și rezistențe de încălzire, a căror putere nominală nu depășește $0,8 \div 1,0$ kW.

c) Dispozitivele de acționare ale întrerupătoarelor

În majoritatea stațiilor electrice de înaltă tensiune (110, 220, 400 kV) din țara noastră se întâlnesc întrerupătoarele cu ulei puțin tip Ortojecteur (IO), care sunt acționate cu mecanism de acționare oleopneumatic tip MOP - 1. Acționarea acestor întrerupătoare se face trifazat (cu un singur dispozitiv MOP - 1) pentru instalațiile de 110 kV și monofazat (în sensul că se utilizează câte un dispozitiv de acționare pentru fiecare fază) în instalațiile de 220 și 400 kV.

Dispozitivul MOP - 1 efectuează operațiile de comutare (anclanșare și declanșare) a întrerupătorului, cu ajutorul energiei potențiale înmagazinată într-un acumulator (butelie cu azot precomprimat). Presiunea azotului în butelie, scade la fiecare operație de comutare a întrerupătorului, dar este readusă la valoarea normală de către o motopompă, care intră în funcțiune automat.

d) Dispozitivele de acționare ale separatoarelor

Separatoarele de înaltă tensiune întâlnite în stațiile electrice din țara noastră sunt acționate fie cu dispozitive de acționare pneumatică tip AP, fie cu motor electric tip (ASE) sau (DE). Spre deosebire de dispozitivele ASE și DE, dispozitivele tip AP nu conțin componente electrice.

Receptorii electrici (consumatorii de servicii proprii) din cadrul dispozitivelor ASE și DE sunt: motorul electric și rezistența anticondens.

e) Instalația de stingere a incendiilor

În stațiile electrice sunt prevăzute instalații de stins incendiu la transformatoarele de putere și la gospodăriile de cabluri. Există instalații fixe de stins incendiul cu apă pulverizată la transformatoarele de putere și tuneluri de cabluri.

Instalația de stins incendiu cu apă pulverizată se compune din:

- instalația pentru sesizarea prezenței incendiului;
- rețeaua de conducte, vane și diuze pulverizatoare;
- clădirea instalației de stins incendiu.

În clădirea instalației de stingere a incendiilor se află:

- Instalația hidrotehnică pentru asigurarea rezervei de apă și presiune în instalația de stingere a incendiilor, prevăzută cu:
 - pompe de incendiu (obligatoriu una de rezervă) acționate electric, prevăzute cu comandă automată și manuală;
 - rezervoare de apă-aer echipate cu:
 - pompă centrifugă cu acționare electrică, pentru reîncărcarea rezervoarelor de apă sau completarea pierderilor de apă accidentale;
 - compresor de aer pentru refacerea rezervei de aer în rezervoarele de apă-aer;
 - semnalizatoare magnetice de nivel pentru pornirea și oprirea electropompelor de completare și refacerea rezervei de apă;
 - puncte de comandă pentru deschiderea automată sau manuală a circuitului de distribuție a apei, echipate cu vane acționate cu mecanism electric și vane acționate manual.

- Instalația de încălzire pentru evitarea pericolului de îngheț și asigurarea condițiilor normale de funcționare a echipamentelor, realizată cu radiatoare electrice;
- Instalația de iluminat, realizată cu corpuri de iluminat incandescente;
- Prize pentru bransarea mașinilor - unelte portative și iluminatul local, în caz de reparații.

Consumatorii de servicii proprii aferenți instalației de stingere a incendiilor sunt reprezentați de motoarele electrice pentru acționarea pompelor de incendiu, pompei centrifuge și compresorului de aer.

f) Grupul Diesel

Grupul Diesel, în realitate nu este un consumator al serviciilor proprii ci sursa de siguranță, dar este montat într-o încăpere special amenajată unde există anumiți consumatori de servicii proprii, și anume:

- instalație de iluminat;
- instalație de încălzire;
- redresor pentru încărcarea bateriei de pornire a grupului;
- pompă electrică, cu amorsare manuală pentru umplerea cu motorină a rezervorului de serviciu al grupului din rezervorul exterior;
- jaluzele acționate electric ($U = 230 \text{ V c.a.}$; consum = 40 VA), în scopul evitării scăderii presiunii și temperaturii în camera grupului (jaluzelele sunt închise atunci când grupul nu este în funcțiune și deschise când funcționează);
- rezistență încălzit grup Diesel.

g) Iluminat și încălzire

După cum s-a precizat anterior, în componența unei stații electrice se întâlnesc trei categorii de instalații electrice: ale circuitelor primare, ale circuitelor secundare și ale serviciilor proprii. Funcție de modul și locul unde sunt amplasate echipamentele acestor categorii de instalații există o diversitate de tipuri constructive de stații electrice, dar în toate există o clădire principală (bloc de comandă) în încăperile căreia se află tabloul de distribuție al instalației de servicii proprii, precum și principalele componente ale instalațiilor de circuite secundare: echipamentul pentru conducerea locală, echipamentul pentru teleconducere (la stațiile fără personal de exploatare), echipamentul pentru telecomunicații, iar la stațiile cu circuite secundare complet centralizate și echipamentul pentru protecție și automatizare. În stațiile cu circuite secundare parțial descentralizate și instalațiile de conexiuni exterioare, echipamentul pentru protecție și automatizare este amplasat în cabinetele de relee din incinta instalațiilor de conexiuni.

În blocul de comandă, cabinetele de relee și în incinta instalațiilor de conexiuni există consumatori ai serviciilor proprii care servesc la exploatarea stației în bune condiții, și anume:

- În blocul de comandă:
 - iluminat camera de comandă;
 - iluminat alte încăperi;
 - încălzit;
 - prize pentru utilizări diverse;
 - redresori încărcare bateriile de acumuloare;
 - ventilație încăperea acumuloarelor (dacă acumuloarele sunt cu acid);
 - echipament telecomunicații.
- În cabinetele de relee:
 - iluminat;

- rezistențe de încălzit, pentru asigurarea microclimatului necesar funcționării în bune condiții a echipamentelor;
- prize iluminat lămpi portative;
- prize utilizări diverse.
- În incinta instalațiilor de conexiuni (exclus consumatorii proprii echipamentelor primare: întreruptoare, separatoare și (auto)transformatoare):
 - iluminat exterior;
 - cutii de cleme ale celulelor (rezistențe de încălzit și prize iluminat lămpi portative);
 - cutii de conexiuni separatoare (rezistențe de încălzit și prize iluminat lămpi portative).

3.2) Consumatorii serviciilor proprii de curent continuu

În stațiile electrice există și consumatori ai serviciilor proprii de curent continuu, care au o importanță deosebită în regimul normal de funcționare a instalațiilor primare și sunt vitali în regimul de avarie al acestora.

Consumatorii serviciilor proprii de curent continuu din stațiile electrice sunt, prin natura lor, foarte diverși, iar din punctul de vedere al solicitării sursei de alimentare există:

a) Consumatori de durată în regim permanent, care pentru sursa de alimentare reprezintă o sarcină permanentă atât în regim normal de funcționare cât și în regim de avarie. Dintre aceștia fac parte: releele de protecție conectate permanent, releele intermediare conectate permanent, lămpi de semnalizare, indicatoare de poziție, relee de blocaj, iluminatul de siguranță conectat permanent, invertoare pentru alimentarea consumatorilor vitali de curent alternativ când aceștia sunt cuplați permanent etc.

b) Consumatori de durată în regim de avarie, care în regimul normal de funcționare sunt alimentați de la sursa serviciilor proprii de curent alternativ, dar sunt comutați pe sursa de alimentare cu curent continuu pe toată durata lipsei tensiunii de curent alternativ. Dintre aceștia fac parte: iluminatul de siguranță comutabil, invertoarele pentru alimentarea consumatorilor vitali de curent alternativ care se comută pe sursa de curent continuu la avarie etc.

c) Consumatori de scurtă durată, care intră în funcțiune la anumite manevre comandate manual sau automat. Acești consumatori pot intra în funcțiune atât în regim normal de funcționare a instalațiilor primare cât și în regim de avarie. Dintre aceștia fac parte: bobinele de acționare ale întrerupătoarelor, releele de comandă ale separatoarelor, releele auxiliare de comandă, dispozitivele optice și acustice de semnalizare și alarmare etc.

Sursa de alimentare cu curent continuu este o baterie de acumulatori care funcționează în regim tampon cu un redresor de serie unitară RUT (redresor cu aplicație universală, care folosește pe parte de redresare numai tiristori, deci este complet comandat).

În realitate, bateria de acumulatori asigură alimentarea consumatorilor numai pe perioada căderii totale a surselor de curent alternativ. Având în că redresorul se alimentează de la rețeaua de curent alternativ, rezultă că în regim normal de funcționare și consumatorii serviciilor proprii de curent continuu, intră în categoria consumatorilor de curent alternativ.

Puterea consumatorilor serviciilor proprii de curent continuu este mult mai mică decât ai celor de curent alternativ.

Referitor la consumurile totale pe întreaga stație a serviciilor proprii s-a considerat util a prezente în tabelul 2.1 și respectiv 2.2 consumurile de energie pentru stațiile Timișoara și Arad cu defalcare pe fiecare lună.

Tabelul 2.1 Energiile consumate de transformatoarele de servicii interne, stația Timișoara în anul 2004

	TSI I /0,4 kV		TSI II /0,4 kV		Total SP	
	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)
Ianuarie	1940	2,6	47568	64	49508	67
Februarie	574	0,85	44904	69	45478	70
Martie	484	0,65	34188	46	34672	47
Aprilie	1065	1,43	30211	42	31276	43
Mai	512	0,69	28164	38	28676	39
Iunie	572	0,79	28105	39	28677	40
Iulie	562	0,76	29386	39	29948	40
August	484	0,65	28183	38	28667	39
Septembrie	787	1,09	37384	52	38171	53
Octombrie	484	0,65	40188	54	40672	55
Noiembrie	1030	1,43	47234	66	48264	67
Decembrie	484	0,65	49226	66	49710	67
TOTAL	8978	1,03	444741	51	453719	52

Tabel 2.2 Energiile consumate de transformatoarele de servicii interne, stația Arad în anul 2004

	TSI I 20 /0,4 kV		TSI II 6 /0,4 kV		TSI III 20/0,4 kV		TSI IV 6 /0,4 kV		Total SP	
	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)
Ianuarie	1146	1,54	80296	108	967	1,3	76252	102	158661	213
Febr.	1169	1,74	72795	108	1169	1,74	68556	102	143689	213
Martie	967	1,3	64885	87	967	1,3	69139	93	135958	183
Aprilie	936	1,3	41695	58	936	1,3	57433	80	101000	141
Mai	967	1,3	21713	29	967	1,3	51790	70	75437	102
Iunie	936	1,3	29494	41	936	1,3	15127	21	46493	65
Iulie	955	1,28	35466	48	936	1,3	42510	57	79867	108
August	967	1,3	33729	45	1067	1,43	54745	74	90508	122
Sept.	936	1,3	31126	43	936	1,3	51136	71	84921	117
Oct.	1876	2,59	43488	58	967	1,3	54454	76	100785	137
Noe.	936	1,3	17352	24	936	1,3	61353	82	80577	109
Dec.	2041	2,74	120126	161	968	1,3	71620	96	194755	260
TOTAL	13832	1,58	592165	68	11752	1,34	674115	77	1292651	148

2.3. Caracteristicile statice ale consumatorilor electrici

2.3.1. Generalități, definiții

Consumatorii electrici răspund și participă la orice modificare a parametrilor electrici ai sistemului influențând comportarea în ansamblu a acestuia. Din acest motiv comportarea lor nu trebuie neglijată. Participarea receptorilor la modificarea mărimilor electrice de sistem (tensiune și frecvență) este descrisă de caracteristicile sistemului. Aceasta indică de obicei dependența puterii active și reactive în funcție de tensiune și frecvență. Ele pot fi statice dacă dependența corespunde regimului permanent (staționar) sau dinamice, dacă se referă la un regim dinamic (tranzitoriu). Cunoașterea caracteristicilor statice este foarte importantă în problemele de reglaj a tensiunii sau frecvenței. În cazul general forma caracteristicilor statice este:

$$P = \varphi_1(U, f) \quad \text{și} \quad Q = \varphi_2(U, f) \quad (2.1)$$

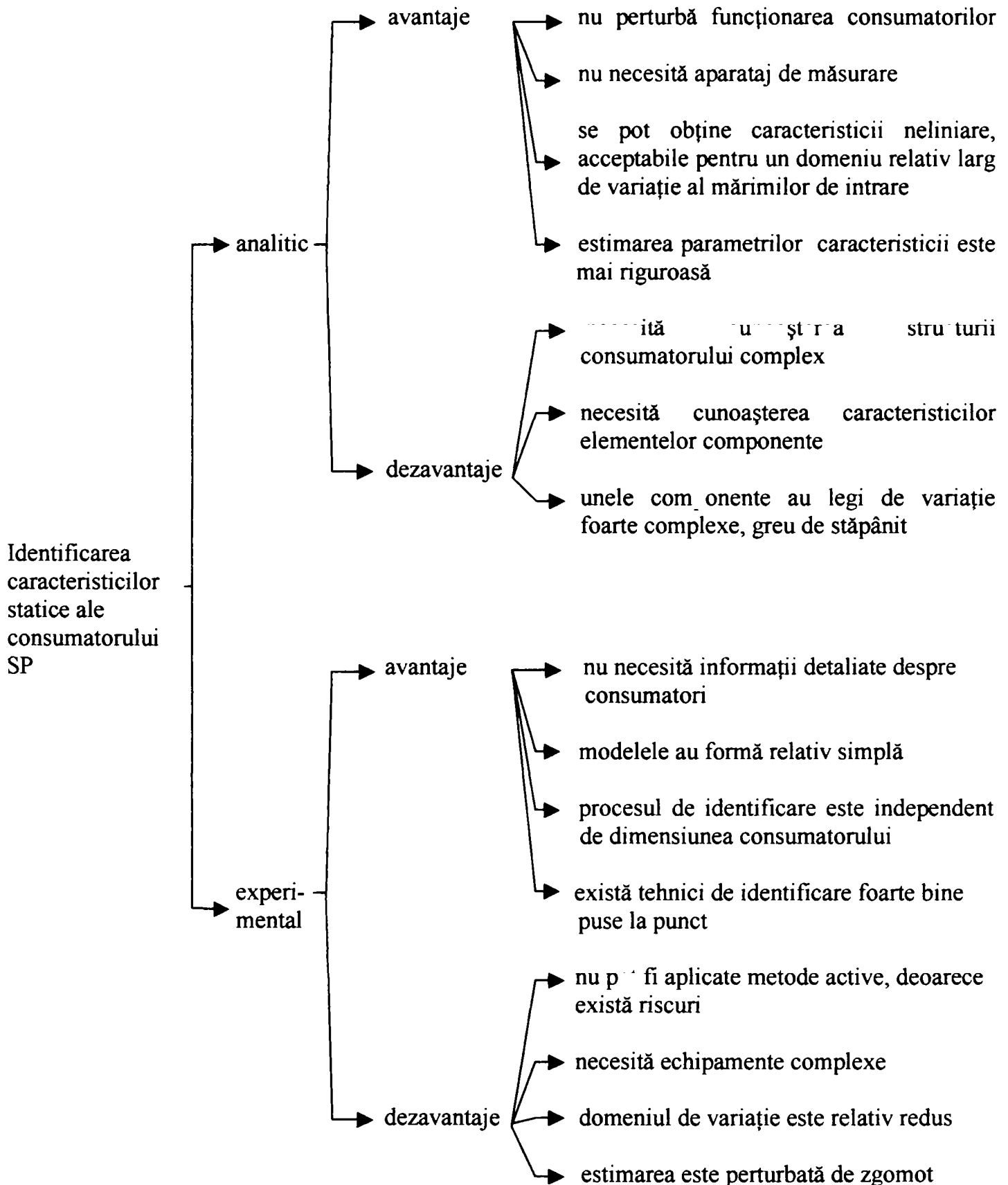


Fig. 2.4 Prezentare sintetică a avantajelor și dezavantajelor identificării caracteristicilor statice

Trebuie remarcat însă că în ultimi ani literatura de specialitate indică caracteristici statice ale unor consumatori particulari (ventilatoare, instalații de climatizare) de o formă mai generală, care

conțin drept parametru spre exemplu temperatura [14]. Faptul este relevant dacă se are în vedere că și parametrii unor elemente de rețea cum ar fi liniile electrice aeriene sau subterane au rezistența electrică influențată de temperatură [15].

Din acest motiv fără îndoială că ar trebui extinse relațiile (2.1) la o formă mai generală, de exemplu:

$$P = \varphi_1(U, f, \alpha, \beta, \dots) \quad \text{și} \quad Q = \varphi_2(U, f, \alpha, \beta, \dots) \quad (2.2)$$

unde α, β, \dots sunt parametri care depind de condițiile climatice (temperatură, umiditate, viteza vântului) în care funcționează receptorul respectiv. Unele dintre aceste precizări sunt cu atât mai utile cu cât multe din stațiile electrice de transport sunt exterioare, fiind expuse condițiilor variabile de mediu.

Din caracteristicile statice se deduc așa numitele efecte de reglaj, care reprezintă modificarea puterii consumate în raport cu modificarea mărimii la borne, adică dP/dU ; dP/df ; dQ/dU ; dQ/df etc. Aceste efecte de reglaj caracterizează proprietatea consumatorului de a readuce regimul la situația inițială, la apariția unei abateri a mărimi de stare. Practic în exploatare se dorește un efect de reglaj pozitiv și cât mai mare.

Desigur, în problemele care privesc alimentarea serviciilor proprii este foarte util a cunoaște comportarea receptorilor acestor servicii atunci când variază tensiunea. Situația este caracteristică mai ales cazului în care alimentarea se face din terțiarul AT iar fluxul acestuia nu este constant. Cât privește frecvența, problema se pune cu totul deosebit când putem asista la regimuri de funcționare intempestive în insulă. Cu toate acestea s-a considerat util a se face câteva referiri și la caracteristicile de frecvență.

Legat de caracteristicile statice ale consumatorului complex care apare la nivelul barelor de MT ale SP probleme deosebite care se ridică sunt cele legate de identificarea acestor caracteristici și ea se poate realiza pe cale analitică (prin asamblarea caracteristicilor elementelor componente) sau experimental (prin prelucrarea datelor intrare-ieșire obținute din măsurători), fig 2.4 [9].

În continuare vor fi trecute în revistă câteva probleme legate de aspectele mai sus menționate, scopul fiind evidențierea sensibilității puterii active și reactive absorbite cu tensiunea.

Înainte de a trece însă la abordarea efectivă a caracteristicilor elementelor componente este util a menționa faptul că serviciile proprii ale stației de transformare pot fi privite pe barele de MT ale postului de transformare de servicii proprii, ca și un consumator complex (fig 2.5).

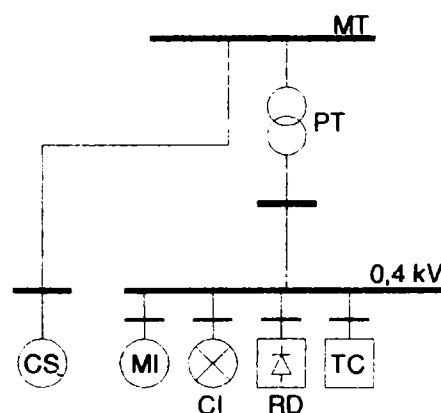


Fig.2.5 Reprezentarea schematică a componentelor consumatorului de servicii proprii într-o stație RET: T-transformator, MI-motor de inducție, CS-compensator sincron, CI-consumator iluminat, RD-redresor, TC-tehnică de calcul

2.3.2. Caracteristicile statice ale motorului de inducție

Pentru schema echivalentă din fig 2.6 se poate afirma că puterea activă absorbită de motorul asincron corespunde puterii pierdute pe rezistența R/s și ea este egală cu:

$$P = 3 * I_2^2 * R/s = 3 * \left[\frac{U_f}{\sqrt{x^2 + (R/s)^2}} \right]^2 * R/s = \frac{U^2}{X} * \frac{1}{\frac{s}{s_{cr}} + \frac{s_{cr}}{s}} \quad (2.3)$$

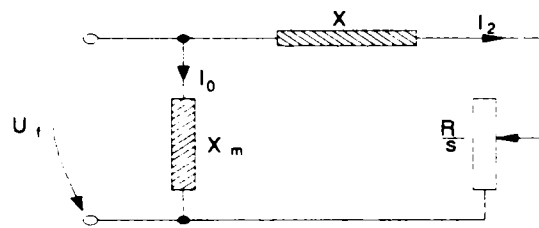


Fig.2.6 Schema echivalentă simplificată a motorului de inducție

unde s_{cr} este alunecarea critică și are expresia $s_{cr} = \frac{R}{X}$. Această alunecare este dependentă de parametri motorului asincron și are valori în jur de 10 % (0,1).

Valoarea maximă a puterii se obține înlocuind valoarea lui s_{cr} în relația (2.3), adică:

$$P_{max} = U^2 / (2 * X) \quad (2.4)$$

Puterea nominală a motorului asincron este egală cu puterea mecanică a mașini antrenate și se alege de obicei egală cu aproximativ 1/2 din puterea maximă la tensiunea nominală, obținându-se în acest caz o alunecare de ordinul $s_n = 0,02 \div 0,03$ (fig 2.7).

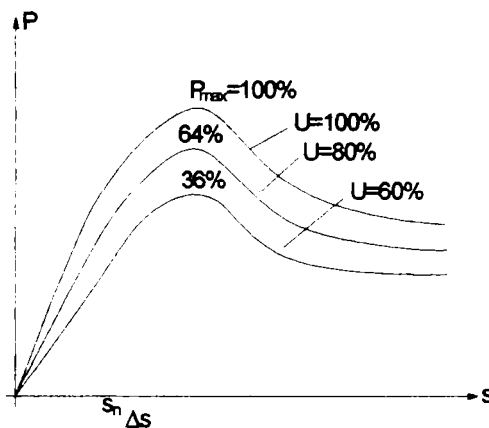


Fig. 2.7 Caracteristici putere-alunecare

Dacă tensiunea se micșorează spre exemplu până la 80 % din valoarea nominală, alunecarea crește cu o cantitate procentual egală cu :

$$\Delta n\% = \frac{\Delta n}{n_n} * 100 = \frac{n_s * \Delta s}{n_s * (1 - \Delta_n)} * 100 = \frac{\Delta_s}{1 - s_n} * 100 = \frac{0,025}{1 - 0,025} * 100 = 2,56\%$$

Deoarece turația motorului se modifică puțin, cuplul rezistent al mașini antrenate rămâne practic neschimbat și de asemenea puterea electrică absorbită de motorul asincron va rămâne neschimbată.

Prin urmare, la frecvența nominală, în jurul tensiunii nominale, puterea activă absorbită de motorul asincron va rămâne neschimbată, adică efectul de reglaj al puterii active pentru mașina asincronă este practic nul ($dP/dU \cong 0$). Cu toate acestea experimental se constată că la mașini încărcate până la 50 %, $dP/dU \neq 0$ și are valori de până la 0,1 ÷ 0,2 (Berg, Park, Concordia) [14].

Pentru o frecvență dată și pentru tensiuni de alimentare diferite U' și U'' , revenind la relația (2.4) se poate scrie că:

$$\frac{P'_{\max}}{P''_{\max}} = \frac{M'_k}{M''_k} = \left(\frac{U'}{U''}\right)^2 \quad (2.5)$$

unde M_k este cuplul de răsturnare. De asemenea pe baza aceleași relații și pentru aceeași tensiune, dar frecvențe f' și f'' se poate scrie cu suficientă aproximație că:

$$\frac{P'_{\max}}{P''_{\max}} = \frac{f''}{f'} \text{ și } \frac{M'_k}{M''_k} = \left(\frac{f''}{f'}\right)^2 \quad (2.6)$$

Revenind la relațiile anterioare, se poate scrie că:

$$\frac{P'_{\max}}{P''_{\max}} = \left(\frac{U'}{U''}\right)^2 * \left(\frac{f''}{f'}\right) \text{ și } \frac{M'_k}{M''_k} = \left(\frac{U'}{U''}\right)^2 * \left(\frac{f''}{f'}\right)^2 \quad (2.7)$$

Trebuie remarcat că relațiile (2.7) sunt fundamentale în a exprima comportarea motorului asincron în condiții de alimentare cu tensiune și frecvență variabilă.

În ceea ce privește caracteristica statică a puterii reactive, trebuie avut în vedere că aceasta se absoarbe pentru a acoperii consumul în reactanța de magnetizare X_m și în reactanța de dispersia X .

Puterea reactivă absorbită de reactanța de magnetizare este egală cu:

$$Q_m = \frac{U^2}{X_m} = \frac{U^2}{2\pi f * L_m} \quad (2.8)$$

iar în cazul saturației $Q_m = \frac{U^\alpha}{X_m(U)}$ (2.9), unde $\alpha > 2$, așa cum se va vedea în cele ce urmează.

În fig. 2.8 se prezintă variația curentului de mers în gol și a reactanței de magnetizare în funcție de tensiune, iar în fig 2.9, variația puterii reactive de magnetizare Q_m .

Componenta puterii reactive pierdute pe reactanța de dispersie este egală cu :

$$Q_x = 3 * I_2^2 * X = 3 * 2\pi f * L_\sigma * I_2^2 \quad (2.10)$$

sau:

$$Q_x = \frac{P_n}{R/s} * X = P_n * \frac{X}{R} * s = P_n * \frac{s}{s_\sigma} \quad (2.11)$$

În fig. 2.10 se prezintă variația lui Q_d cu tensiunea, precum și a puterii reactive totale. Se constată că în jurul tensiunii nominale, la

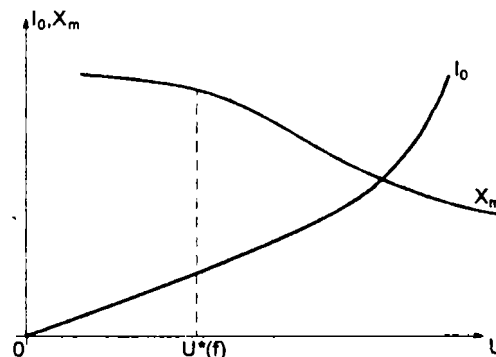
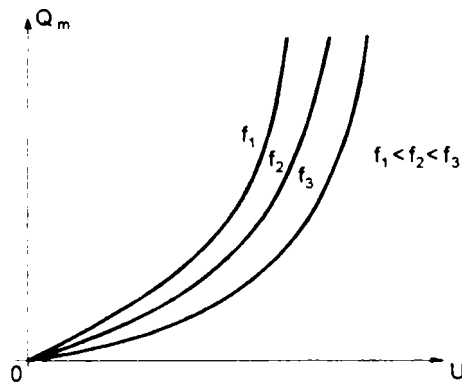
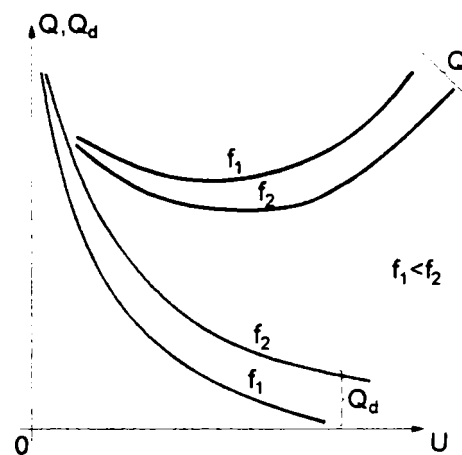


Fig.2.8 Variația lui I_0 , X_m cu tensiunea

Fig. 2.9 Variația lui Q_m cu tensiunea și frecvența

creșterea tensiunii, puterea reactivă crește rapid. De asemenea, odată cu scăderea frecvenței, puterea reactivă absorbită crește rapid.

Cât privește valorile efectelor de reglaj în literatură se indică pentru dQ/dU valori cuprinse între $0,8 \div 2,5$, iar pentru dQ/df valori negative $-2,7 \div -1,3$ [10]

Fig. 2.10 Variația lui Q_d și Q cu tensiunea și frecvența

O relație aproximativă pentru caracteristica statică poate fi prezentată și sub forma:

$$Q = 0,7 * U^2 / \omega + 0,3 * \omega / U^2 \quad (2.12)$$

și ea are la bază aprecierea valorii raportului puterilor reactive Q_m/Q_d în punctul de funcționare ca fiind constant și egal cu $7/3$. Această ipoteză din păcate este departe de realitate în cazul încărcărilor diferite de cele nominale [11].

2.3.3. Caracteristicile statice ale compensatorului sincron

Compensatorul sincron este de fapt un motor sincron ce funcționează în gol față de puterea activă (corespunzătoare pierderilor) din acest motiv se vor prezenta caracteristicile statice ale motorului sincron, în final făcându-se precizarea corespunzătoare ($P=0$).

Motoarele sincrone au turația riguros constantă, impusă de frecvența sistemului, ca urmare cuplul mașinii secundare se păstrează constant. Ca urmare puterea activă absorbită P , este constantă în raport cu tensiunea (fig. 2.11), efectul de reglaj dP/dU fiind practic nul.

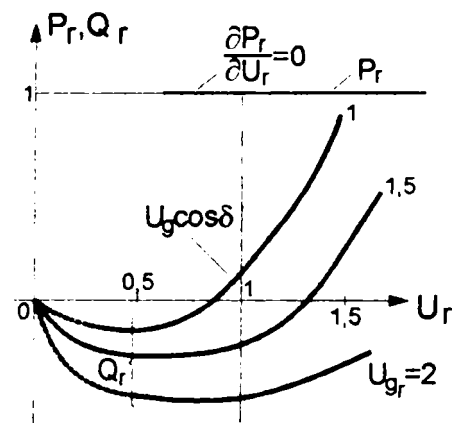


Fig.2.11 Caracteristicile statice de putere ale motorului sincron

Pentru a obține caracteristicile statice ale puterii reactive se consideră schema echivalentă a mașinii sincrone (fig. 2.12) și diagrama fazorială (fig.2.13).

Curentul debitat de mașina sincronă este egal cu:

$\underline{I} = (\underline{U}_g - \underline{U}_f) / jX$, unde X este reactanța sincronă, \underline{U}_g tensiunea electromotoare (determinată de excitație) iar \underline{U}_f tensiunea la borne.

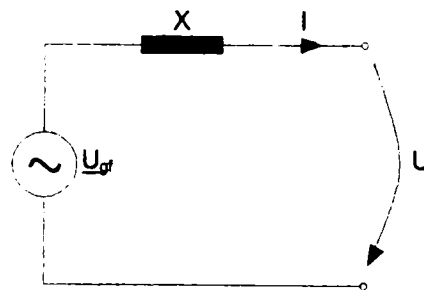


Fig. 2.12 Schema echivalentă monofilară simplificată a mașinii sincrone

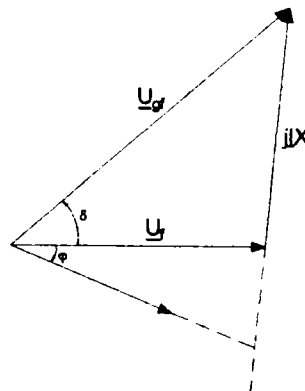


Fig. 2.13 Diagrama fazorială a mașinii sincrone

Puterea aparentă debitată la borne se va obține cu relația:

$$\underline{S}_g = P_g + j * Q_g = 3 * \underline{U}_f * \underline{I}^* = 3 * \underline{U}_f * \frac{\underline{U}_g^* - \underline{U}_f^*}{-j * X} = j * \frac{\underline{U} * \underline{U}_g^* - U^2}{X} \quad (2.13)$$

Dacă se consideră tensiunea la bornele \underline{U} după axa reală, iar tensiunea electromotoare \underline{U}_g defazată înainte cu unghiul δ , acestea se pot exprima sub forma:

$$\underline{U} = U, \underline{U}_g = U_g \exp(j\delta), \text{ iar } \underline{S}_g = j * \frac{U * U_g * (\cos \delta - j * \sin \delta) - U^2}{X} \quad (2.14)$$

Puterea consumată de mașina sincronă se obține:

$$\underline{S}_c = -\underline{S}_g = P_c + j * Q_c = \frac{U * U_g}{X} \sin \delta + j * \frac{U^2 - U * U_g * \cos \delta}{X} \quad (2.15)$$

Întrucât, așa cum s-a menționat, la funcționarea în regim de motor, puterea absorbită de mașina sincronă este constantă și are valoare finită, unghiul δ rezultă negativ:

$$P_c = const = -\frac{U * U_g}{X} * \sin \delta, \text{ deci: } \sin \delta = -\frac{P_c * X}{U * U_g} < 0 \quad (2.16)$$

Ca urmare, rezultă dependența puterii reactive de tensiune:

$$Q_c = \frac{U^2 - U * U_g * \cos \delta}{X} \quad (2.17)$$

Se poate observa că puterea reactivă consumată de compensatorul sincron are maximum în domeniul negativ și aceasta depinde de valoarea tensiunii electromotoare. În domeniul tensiunilor normale de funcționare, efectul de reglaj este pozitiv, adică $dQ/dU > 0$ și el are o valoare cu atât mai mare cu cât U_g este mai mic.

Considerând cuplul mecanic (rezistent) al mecanismului antrenat de forma $M = k_m * \omega^\beta$, unde constanta k_m se determină din condițiile de echilibrare a puterilor electromagnetice și mecanice în regim staționar:

$$k_m = P_0 / \omega_0^{\beta+1} \quad (2.18)$$

Rezultă expresia caracteristicii statice a puterii active, exprimată în u.r.n. sub forma:

$$P = \omega^{\beta+1} \quad (2.19)$$

, reprezentate grafic în fig. 2.14 în funcție de parametrul β al mecanismului antrenat.

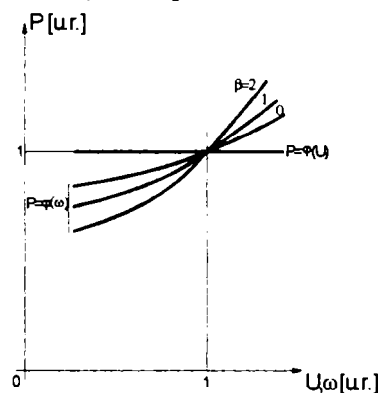


Fig. 2.14 Caracteristicile statice de putere activă funcție de U și ω

Este evident că efectul de reglaj este tocmai egal cu $\beta + 1$.

2.3.4. Consumatori de iluminat

Consumul de energie electrică pentru iluminat, se realizează în principal cu două categorii de consumatori de iluminat: a) lămpi cu incandescență și b) lămpi cu descărcare în gaze. Datorită caracteristicilor constructive și funcționale diferite caracteristicile statice trebuie determinate separat pentru fiecare categorie.

Astfel lămpile cu incandescență absorb exclusiv putere activă, dependentă numai de tensiune. Puterea absorbită este variabilă în timp (după conectare) ca urmare a creșterii cu temperatura a rezistenței filamentului lămpii, conform expresiei:

$$P(t) = P_n * (U / U_n)^{e(t)} \quad (2.20)$$

unde exponentul e se modifică de la 2 la $1,55 \div 1,6$ în câteva zecimi de secundă (fig.2.15).

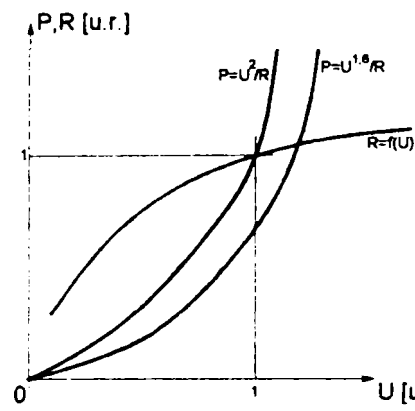


Fig. 2.15 Caracteristicile statice $P = \varphi(U)$ la lămpi cu incandescență.

După atingerea temperaturii staționare, valoarea exponentului e rămâne constantă, ceea ce permite exprimarea caracteristicii statice de putere activă sub forma:

$$P_r = U_r^{1,55+1,6} \quad (2.21)$$

sau sub formă liniarizată în jurul punctul de funcționare $U_0(U_n)$,

$$\Delta P = (1,55 \div 1,6) * \Delta U \quad (2.22)$$

Lămpile cu descărcare în gaze includ tuburile fluorescente și lămpile cu vapori de mercur. Determinările experimentale pentru caracteristicile statice de putere activă în funcție de tensiune au evidențiat variațiile prezentate în fig 2.16 și 2.17 analitic pentru puterea activă se poate scrie relația:

$$P = P_0 \frac{U - U_i}{U_0 - U_i} \quad (2.23)$$

unde U_i este valoarea tensiunii corespunzătoare intersecției caracteristicii statice cu axa absciselor.

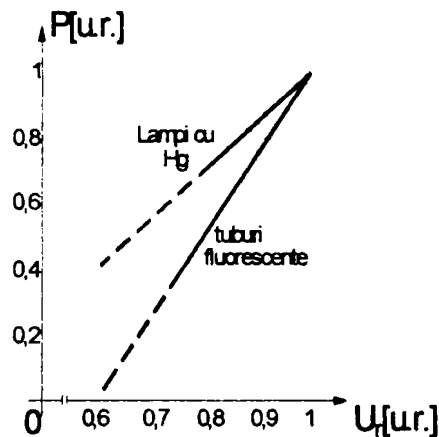


Fig. 2.16 Caracteristicile $P = f(U)$ pentru lămpi cu descărcări în gaze

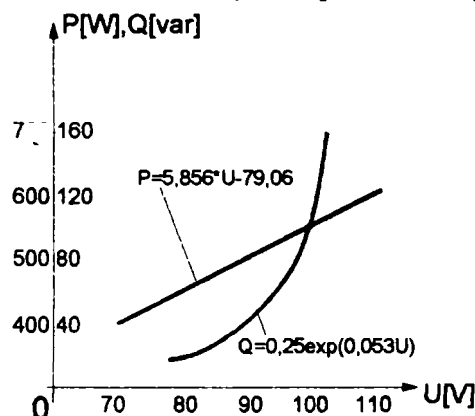


Fig 2.17 Caracteristicile $Q(U)$ pentru lămpi cu descărcare în gaze

Pentru tensiuni de alimentare mai mici decât o valoare critică, ($0,6 \div 0,7$ din U_n) pentru tuburi fluorescente și $0,75 \div 0,85$ din U_n pentru lămpi cu vapori de H_g , arcul electric se stinge, iar curentul prin lampă se reduce la zero.

Caracteristicile statice de putere reactivă funcție de tensiune, determinate experimental indică o variație de asemenea liniară, ca (2.23).

Cu toate acestea unii autori [18], recomandă relații de forma:

$$Q = k_1 * e^{k_2 U} \quad (2.24)$$

unde coeficienții k_1 și k_2 au valori foarte dispersate .

Caracteristicile statice de putere activă și reactivă funcție de frecvență, sunt mai puțin tratate în literatură datorită dificultăților de tratare, ele prezintă efecte de reglaj negative. Oricum de menționat următoarele valori: $dP/dU = 0,7 \div 1,2$; $dQ/dU = 2 \div 3$; $dP/df = -1$; $dQ/df = -3$ [15],[17]

2.3.5. Consumatori termici rezistivi

Consumatorii termici absorb o putere activă proporțională cu pătratul tensiunii, adică:

$$P = k_1 * U^2 \quad (2.25)$$

Puterea reactivă absorbită este nulă, dar acești consumatorii fiind de putere mare vor determina pierderi de putere reactivă mari pe reactanța de legătură a rețelei până la punctul de alimentare, pierderi ce trebuie luate în considerare. Aceste pierderi determină un consum de putere reactivă aproximativ proporțională cu pătratul tensiunii[11], adică :

$$Q = k_2 * U^2 \quad (2.26)$$

2.3.6. Caracteristicile statice ale consumatorilor de tip redresoare

Redresoarele cu puteri nominale mari și reglaj electronic complex, au devenit în ultimul timp consumatori frecvenți ai rețelelor electrice. Ponderea lor medie de (5-7) % din consumul total de energie electrică, devine mult mai mare în golurile de sarcină, datorită consumului practic constant al acestora.

O situație cu totul particulară o reprezintă aceste redresoare în stațiile RET.

Redresoarele de mare putere constau în general dintr-un număr de punți conectate în serie și (sau) în paralel, fiecare punte fiind rotită ca fază față de celelalte. Cu o astfel de configurație se poate obține un număr mare de pulsuri, rezultând distorsiuni minime în tensiunea de alimentare chiar și în absența filtrajului. Ele pot fi modelate printr-o singură punte echivalentă alimentată cu o tensiune sinusoidală la borne, fig.2.18 Ca posibilități de reglaj se consideră fie schimbarea plotului prizei transformatorului de alimentare (k_r), sau a reactanței bobinei de reglaj saturabile, pentru redresoare cu diode, fie modificarea unghiului de întârziere α pentru cele cu tiristoare. Toate aceste metode de reglaj, diferite pot fi modelate printr-un redresor comandat, impunând limitele adecvate unghiului de întârziere α .

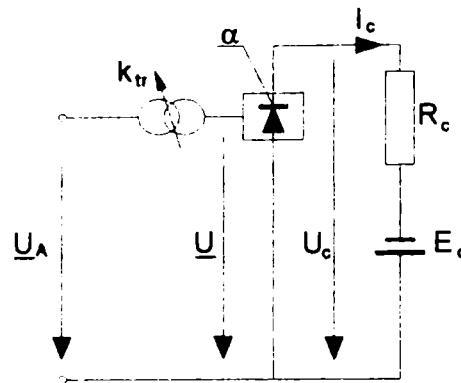


Fig.2.18 Schema echivalentă a unui redresor.

Dacă se consideră regimul de referință caracterizat prin U_0, P_0, Q_0 , la o altă valoare a tensiunii U se poate scrie:

$$P/P_0 = \frac{U}{U_0} * \frac{k * U - E_c}{k * U_0 - E_c} \quad (2.27)$$

, sau apelând la unități relative:

$$P_r = U_r * \frac{U_r - E_r}{1 - E_r} \quad (2.28)$$

$$\text{unde } E_r = \frac{E_c}{k * U_0}.$$

Caracteristica statică de putere reactivă funcție de tensiune exprimată în u.r.n. prezintă același efect de reglaj ca și aceea de putere activă. Neglijând puterea deformantă și reactanța de comutație, puterea reactivă absorbită de redresor: $Q = P_0 * tg\alpha$, pentru α constant, prezintă aceeași caracteristică statică de tensiune ca și puterea activă exprimată în u.r.n. ($Q_0 = P_0 * tg\alpha$).

Oricum determinarea valorilor parametrilor caracteristicilor statice ale redresoarelor implică cunoașterea mărimilor sale caracteristice în regimul de funcționare considerat ($E_{c0}, U_{\infty}, \alpha_0, k$). Valorile medii ale efectelor de reglaj pentru redresoare fără reglaj de curent sunt [11] $dP/dU = 3 \div 4$; $dQ/dU = 5 \div 8$ pentru electrochimie și $dP/dU = 2,4$; $dQ/dU = 1,6$ pentru uzinele de aluminiu.

2.3.7. Caracteristicile statice ale transformatorului electric

Puterile activă și reactivă absorbită de un transformator corespund pierderilor longitudinale și celor transversale, ultimele survenind în procesul de magnetizare.

Referitor la consumul de putere activă P , acesta corespunde la două componente și anume: pierderilor de putere care apar prin înfășurările transformatorului ΔP_{CU} (ΔP_{SC}) și pierderilor ce apar în procesul de magnetizare ΔP_{FE} (ΔP_0). Primele corespund în principal fenomenului Joule-Lenz fiind influențate de efectul pelicular iar celelalte corespund pierderilor prin curenții turbionari și fenomenului de histerzis [2.17]. Astfel:

$$\Delta P = \Delta P_{CU} + \Delta P_{FE} = 3 * I_1^2 * R + G * U^2 \quad (2.29)$$

unde R și G sunt rezistența înfășurărilor reduse la același nivel de tensiune ($R_1 + R_2'$), respectiv conductanța transformatorului (fig. 2.19)

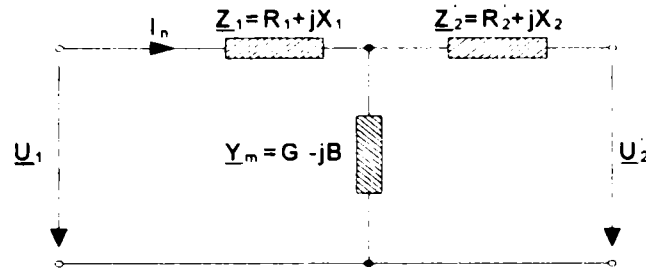


Fig. 2.19 Schema echivalentă monofilară a transformatorului trifazat cu două înfășurări

Dacă se au în vedere relațiile de calcul ale parametrilor R și G rezultă:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} * \Delta P_{CU_n} * \frac{U_n^2}{S_n^2} + \Delta P_{FE_n} * \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 = \Delta P_{CU_n} * \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 * \left(\frac{U_n}{U}\right)^2 + \Delta P_{FE_n} * \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 \quad (2.30)$$

Din cele prezentate în relația (2.29) rezultă că cele două componente ale consumului de putere activă se modifică diferit la variația tensiunii. Astfel pierderile în cupru sunt influențate de mărimea curentului de sarcină și nu atât de mărimea tensiunii. Practic cu creșterea tensiunii curentul scade iar pierderile de putere se reduc cu pătratul curentului (deci pierderile scad și ele cu pătratul tensiunii). A doua componentă a pierderilor active este consumul datorat magnetizării miezului de fier și el depinde direct proporțional de pătratul tensiunii. Ponderea unei tendințe sau alta în ceea ce privește variația pierderilor totale active depinde de gradul de încărcare al transformatorului. Cu cât acesta este mai mic ponderea pierderilor în fier este mai mare iar tendința consumului de putere activă este în creștere cu pătratul tensiunii.

În ceea ce privește consumul de putere reactivă, acesta corespunde pierderilor pe reactanța de dispersie (echivalentă) a înfășurărilor transformatorului Q_d și consumului de putere reactivă pentru magnetizarea miezului de fier, Q_m adică:

$$\Delta Q = Q_d + Q_m \quad (2.31)$$

sau

$$\Delta Q = 3 * I^2 * X_d + \frac{U^2}{X_m} = 3 * I^2 * X_d + U^2 * B \quad (2.32)$$

unde X_d este reactanța de dispersie a înfășurărilor ($X_d = X_{d1} + X'_{d2}$), iar B este susceptanța transformatorului. Pentru transformatoarele de forță se poate scrie că:

$$X_d \cong \frac{U_{sc} \%}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} \text{ iar } B = \frac{I_0 \%}{100} * \frac{S_n}{U_n^2}$$

Ca urmare relația (2.31) devine:

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} * \frac{U_n^2}{S_n} * \frac{U_{sc} \%}{100} + U^2 * \frac{I_0 \%}{100} * \frac{S_n}{U_n^2} = \frac{U_{sc} \%}{100} * \left(\frac{U_n}{U}\right)^2 * \frac{S^2}{S_n} + \frac{I_0 \%}{100} * S_n * \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 \quad (2.33)$$

Reunind relațiile (2.29) și (2.32) se obțin pentru sarcină constantă caracteristicile:

$$P = k_1 / U^2 + k_2 * U^2 \text{ iar } Q = k_3 / U^2 + k_4 * U^2 \quad (2.34)$$

iar pentru efectele de reglaj:

$$dP/dU = -2 * k_1 / U^3 + 2 * k_2 * U \text{ și } dQ/dU = -2 * k_3 / U^3 + 2 * k_4 * U \quad (2.35)$$

În unități raportate și la mersul în gol, practic $dP/dU \cong 2$ iar $dQ/dU \cong 2$

Un alt aspect interesant de relevat se referă la valoarea raportului Q_d / Q_m . Astfel:

$$\frac{Q_d}{Q_m} = \frac{u_{SC}\%}{I_0\%} * \left(\frac{U_n}{U}\right)^4 * \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \quad (2.36)$$

La sarcină nominală raportul $Q_d/Q_m = u_{SC}\%/I_0\%$, adică circa $0,06/0,01=6$ pentru transformatoarele de servicii proprii. La 1/2 din sarcina nominală $Q_d/Q_m = 1,5$, adică de patru ori mai mică. Pentru diferite valori ale sarcinii și la tensiunea nominală, în fig. 2.20 se prezintă variația Q_d/Q_m .

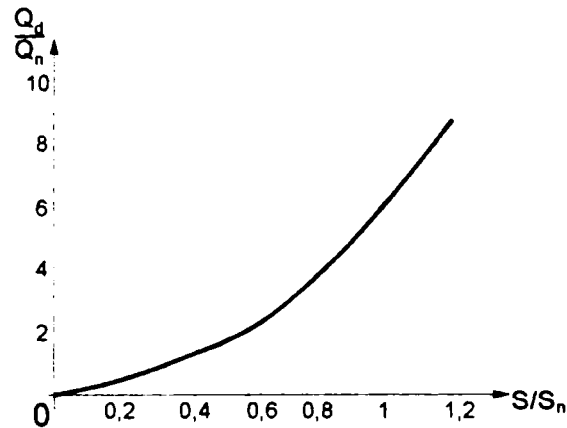


Fig. 2.20 Variația raportului Q_d/Q_m cu S/S_n pentru $U = U_n$, $u_{SC}\%/I_0\% = 6$

2.3.8. Saturația circuitelor magnetice

Saturația circuitelor magnetice este legată de starea de magnetizare a miezurilor și desigur de feromagnetism. Se caracterizează prin deplasarea punctului de funcționare al circuitelor electrice cu bobine cu miez de fier pe porțiunea saturată a caracteristicii magnetice. Trecerea punctului de funcționare pe această porțiune se datorează fie creșterii sensibile a tensiunii peste valoarea nominală ($15 \div 20\%$) fie la scăderea frecvenței (fig 2.21). Se constată că situația cea mai devantajoasă apare la creșterea tensiunii și scăderea frecvenței. O situație similară se prezintă în fig. 2.22, unde se arată variația puterii reactive la mersul în gol al transformatorului în funcție de tensiunea de alimentare.

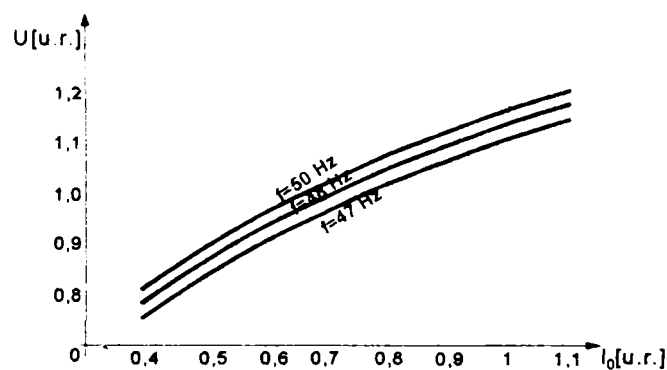


Fig. 2.21 Dependența $U = \varphi(I_0)$ pentru diferite frecvențe la un transformator de MT/JT [15]

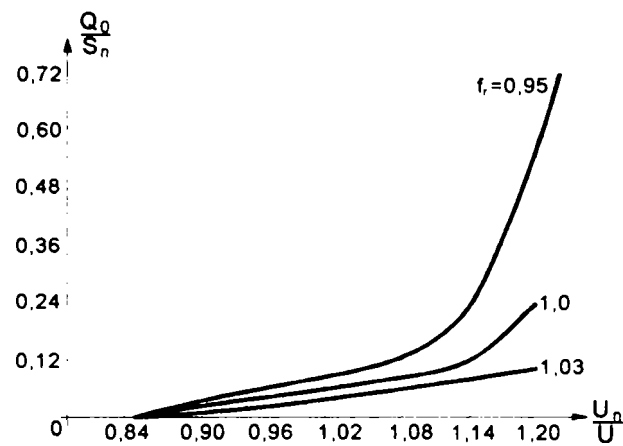


Fig.2.22 Variația puterii reactive absorbită de un transformator de servicii proprii în funcție de tensiune și frecvență [14]

Situația este asemănătoare și la motoarele asincrone ce funcționează slab încărcat. Astfel pentru un motor asincron de cca. 2kW și sarcină de 10% din cea nominală în fig 2.23 se prezintă variația puterii reactive cu tensiunea pentru câteva valori ale frecvenței tensiunii de alimentare.

S-a considerat util a prezenta caracteristicile statice ale consumatorilor serviciilor proprii pentru a putea evidenția cerințele care se impun vis a vis de valoarea tensiunii de alimentare a acestora. Variații relativ sensibile ale tensiunii față de valoarea nominală poate conduce la magnetizarea accentuată a miezurilor magnetice și creșterea consumului de putere reactivă.

Deși pare impropriu s-a considerat util a considera și variația puterilor, mai ales acele reactive cu frecvența. În exploatare pot apare situații în care alimentarea din sistem a serviciilor proprii să fie realizată de la un grup electrogen, care nu poate asigura frecvența constantă sau la valoare nominală.

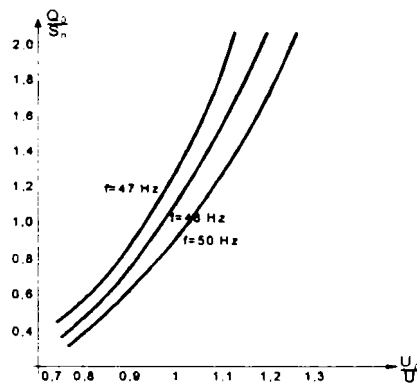


Fig.2.23 Variația puterii reactive absorbită de un motor asincron slab încărcat ($P/P_n = 10\%$) în funcție de tensiune și frecvență [14]

2.3.9. Rezultate recente obținute în evaluarea caracteristicilor statice ale consumatorilor [15],[16]

În SUA s-au dezvoltat diferite modele de caracteristici de sarcină pentru consumatori reprezentativi, inclusiv aferenți serviciilor proprii ale RET. Aceste modele reprezentative se împart în două forme de bază: exponențiale și polinomiale. Cele exponențiale sunt de forma:

$$P = P_n * \left[\frac{U}{U_n} \right]^{\alpha_U} * \left[\frac{f}{f_n} \right]^{\alpha_f} \quad \text{și} \quad Q = Q_n * \left[\frac{U}{U_n} \right]^{\beta_U} * \left[\frac{f}{f_n} \right]^{\beta_f}$$

unde $\alpha_U, \alpha_f, \beta_U, \beta_f$ au valori corespunzătoare tabelului 2.3

Tabelul 2.3 Valorile parametrilor α, β pentru câțiva receptori semnificativi [15] în u.r.

Parametri	α_v	α_f	β_v	β_f	Factor de putere	Sarcina motoarelor din valoarea nominală %
Receptori						
Radiator	2	0	0	0	1	0
Instalație aer condiționat	0,2	0,9	2,5	-2,7	0,85	90
Frigider	0,8	0,5	2,5	-1,4	0,84	80
Bec incandescentă	1,04	0	0	0	1,0	0
Bec fluorescent	0,08	1,0	3	-2,8	0,9	0
Motoare de inducție	0,08	2,9	1,6	1,8	0,87	100
Pompe de lichide	1,4	5,6	1,4	4,2	0,85	100

Forma polinomială corespunde relațiilor:

$$P = P_n * \left[a_0 + a_1 \left(\frac{U}{U_n} \right) + a_2 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \right] * [1 + D_p * \Delta f]$$

$$Q = Q_n * \left[b_0 + b_1 \left(\frac{U}{U_n} \right) + b_2 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \right] * [1 + D_q * \Delta f]$$

cu

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1 \text{ și } b_0 + b_1 + b_2 = 1$$

unde:

D_p este coeficientul de variație a puterii active cu variația frecvenței. Are valori de 0,88 pentru tuburi fluorescente, 0,6 pentru motoare, 0,66 pentru frigidere și 1 pentru instalații aer condiționat;

D_q coeficientul de variație a puterii reactive cu variația frecvenței. Are valori de -1,17 pentru tuburi fluorescente, 0,6 pentru motoare, -1,1 pentru frigidere, și -0,3 ÷ 0,66 pentru instalații de climatizare.

Δf - variația (abaterea) frecvenței față de valoarea nominală.

2.4. Curbele de sarcină ale consumatorilor serviciilor proprii

Curbele de sarcină sunt mărimi caracteristice ale consumatorilor, inclusiv pentru aceia ai serviciilor proprii ai stațiilor RET. Din aceste considerente în cele ce urmează vor fi trecute în revistă câteva aspecte legate definiții și clasificări, obținerea curbelor de sarcină, mărimi caracteristice și studii de caz.

2.4.1. Definiții și clasificări

Curbele de sarcină exprimă variația puterilor activă și reactivă, a sarcinii (curentului) în funcție de timp. Ele pot fi clasificate din mai multe puncte de vedere și anume: după durată, locul unde sunt ridicate, caracterul consumatorului etc. O clasificare a curbelor de sarcină din punct de vedere a mai multor criterii se prezintă în figura 2.24 [17], [18], [19].

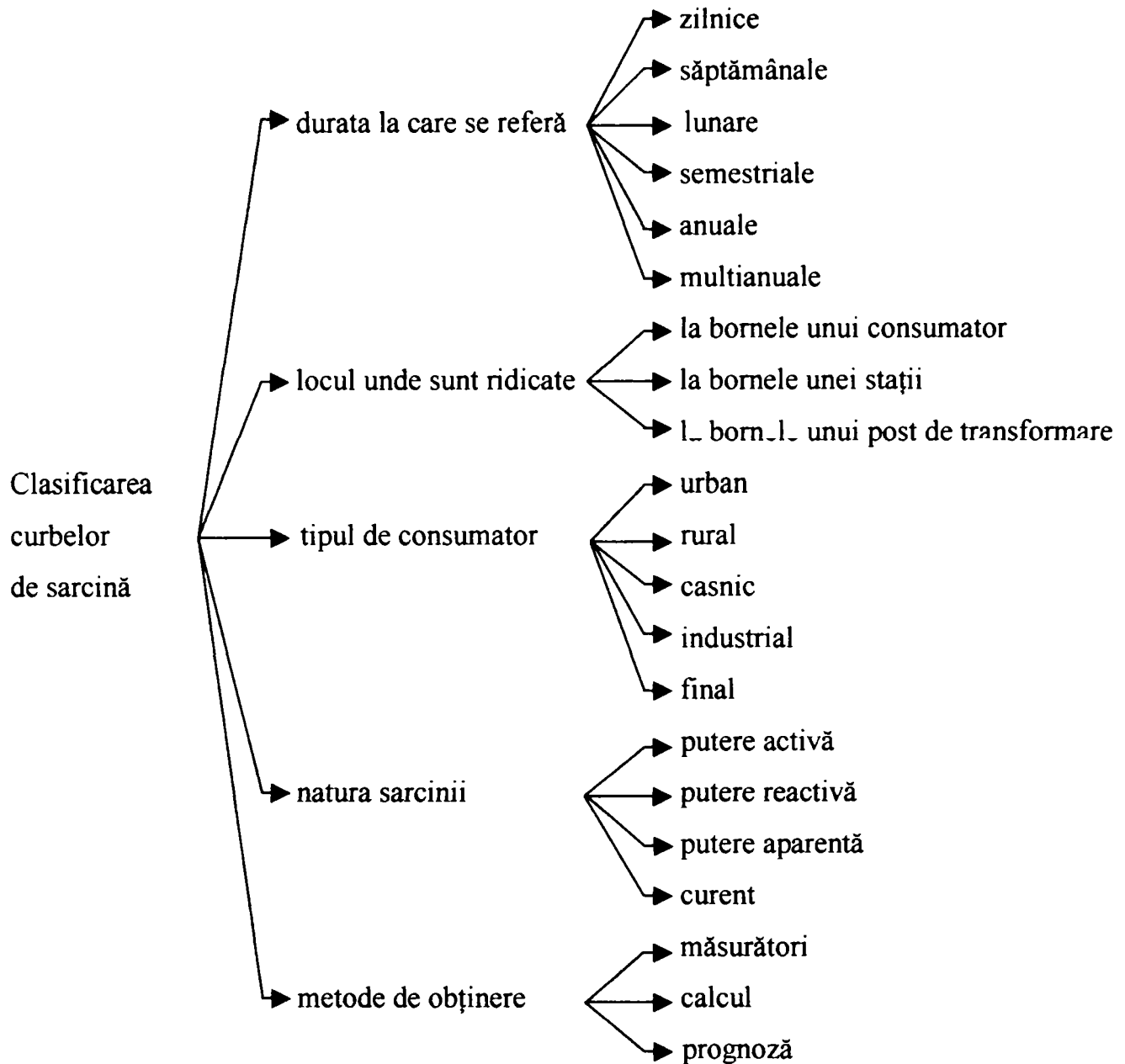


Fig. 2.24 Clasificarea curbelor de sarcină – prezentare schematică

2.4.2. Obținerea curbelor de sarcină [17],[18],[19]

Desigur un aspect esențial în studiul și analiza curbelor de sarcină este fără îndoială obținerea curbelor de sarcină. Una dintre căi este, așa cum rezultă din fig. 2.25 o reprezintă folosirea sistemelor de achiziție și prelucrare. Actualmente se manifestă o îmbunătățire spectaculoasă și accelerată a caracteristicilor echipamentelor, datorată realizărilor tehnologice de vârf din domeniul circuitelor integrate, combinată cu creșterea performanțelor obținute de tehnica de calcul și de telecomunicații.

Avantajele achiziției numerice a măsurătorilor sunt importante și ele se referă la [17] , [18]:

- automatizarea totală a procesului de măsurare;
- posibilitatea prelevării unui număr mare de măsurători într-un interval de timp scurt; în prezent, în condiții de cost rezonabil, rata de eșantionare a semnalelor numerice este de ordinul μs ;

- dispar erorile de apreciere subiectivă a indicațiilor instrumentelor analogice și cele generate de greșelile inerente activității umane;

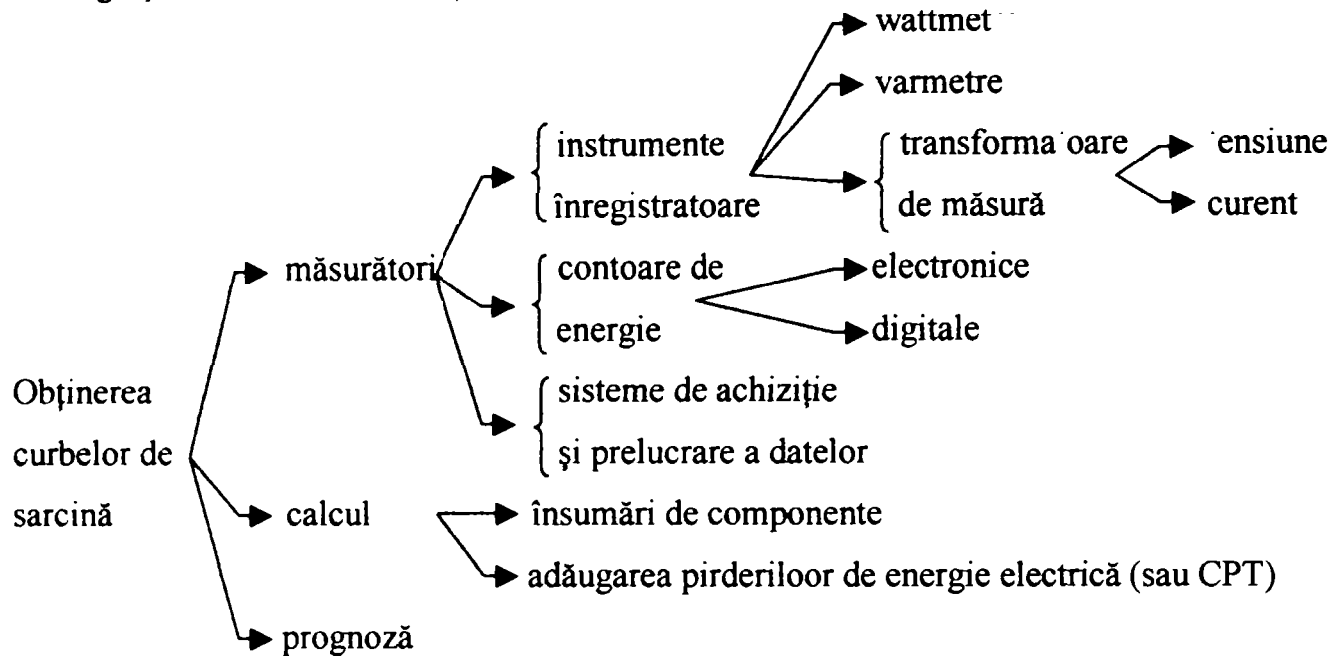


Fig. 2.25 Obținerea curbelor de sarcină – prezentare schematică

- posibilitatea prelucrării complexe, în timp real, a măsurătorilor de către controlerul sau calculatorul numeric care preia măsurătorile;
- posibilitatea transmiterii la distanță a datelor măsurate și prin aceasta, de a furniza în timp real toate informațiile necesare conducerii operative a sistemului energetic de la un dispecer central.

Aceste avantaje conduc la o nouă filozofie de abordare a tuturor problemelor legate de proiectarea și exploatarea sistemului energetic, ca urmare a cantității și calității informației disponibile. Specificul folosirii achiziției numerice pentru măsurarea curbelor de sarcină electrică constă în general în transformarea contoarelor clasice de măsurare a energiei electrice în contoare cu impulsuri, prin adaptarea discului rotitor al contorului la un dispozitiv electronic de generare de impulsuri electrice, câte un impuls pentru fiecare rotație completă a discului. Aceste impulsuri sunt preluate de un numărător de impulsuri care este citit periodic de interfața de achiziție a măsurătorii. Soluția este preferată față de una clasică (trunctoare de putere + CAN) datorită următoarelor considerente:

- contoarele de energie activă și reactivă sunt dispozitive robuste, precise, fiabile, tehnologia lor de fabricație fiind foarte bine elaborată;
- prețul de cost este rezonabil;
- fabricarea contoarelor cu impulsuri presupune investiții minime;
- tehnologia și instalațiile existente pentru producerea contoarelor analogice pot fi folosite cu mici modificări;
- prin trecerea de la sistemul analogic de măsurare a energiei la cel bazat pe achiziție numerică, modificările de infrastructură sunt minime. Schema sistemului de achiziție a energiei consumate pentru un utilizator se prezintă ca în fig. 2.26.

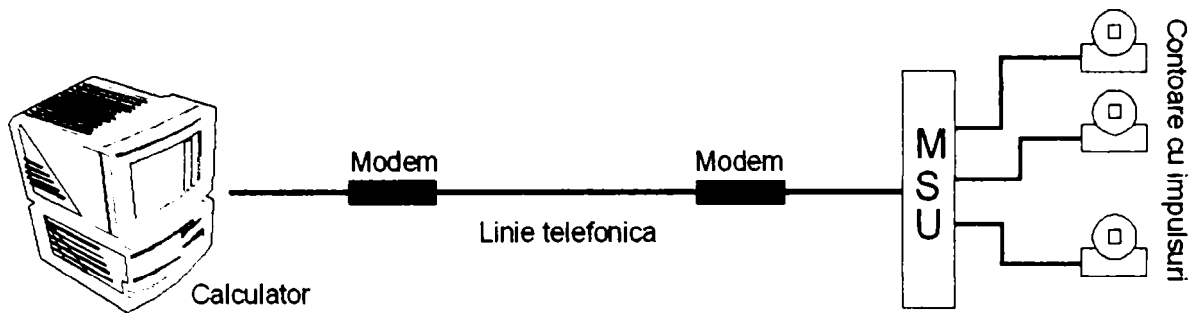


Fig. 2.26 Schema sistemului de achiziție a energiei consumate pentru un utilizator

2.4.3. Mărimi caracteristice

Mărimile caracteristice ale curbelor de sarcină zilnice sunt:

- energia activă zilnică:

$$W_a = \int_0^{24} P dt \quad [\text{kWh} , \text{MWh}]$$

- energia reactivă zilnică:

$$W_r = \int_0^{24} Q dt \quad [\text{KVAr} , \text{Mvar}]$$

- puterea maximă absorbită:

$$P_{\max} [\text{kW} , \text{MW}] ; Q_{\max} [\text{kVAr} , \text{MVAr}]$$

- puterea minimă absorbită:

$$P_{\min} [\text{kW} , \text{MW}] ; Q_{\min} [\text{kVAr} , \text{MVAr}]$$

- puterea medie zilnică P_{med} (Q_{med}) este puterea care, presupusă constantă în cursul unei zile, determină aceeași energie ca și variația reală a puterii, adică:

$$P_{med} = \frac{\int_0^{24} P dt}{24} \quad \text{sau} \quad Q_{med} = \frac{\int_0^{24} Q dt}{24} \quad (\text{Se mai poate folosi și notația } \bar{P} \text{ sau } \bar{Q})$$

- indicele (coeficientul) de aplatizare zilnică; este raportul dintre puterea medie zilnică și puterea maximă zilnică, adică:

$$k_p = P_{med} / P_{\max} ; k_Q = Q_{med} / Q_{\max}$$

- coeficientul de neuniformitate zilnică; este raportul dintre puterea minimă zilnică și puterea maximă zilnică:

$$\alpha_p = P_{\min} / P_{\max} ; \alpha_Q = Q_{\min} / Q_{\max}$$

- durata de utilizare a puterii maxime zilnice: T_U ; este timpul în care puterea maximă zilnică determină aceeași energie ca și puterea reală, adică:

$$T_U = W_a / P_{\max} = \int_0^{24} P(t) / P_{\max}$$

Dacă T_U se înmulțește cu numărul de zile dintr-un an se obține durata de utilizare anuală a puterii maxime, adică $T_{U\text{an}} = 365 * T_U$;

• timpul de pierderi: τ ; este timpul în care consumatorul, funcționând la sarcina maximă, determină în rețeaua de alimentare aceași pierderi ca și în cazul în care ar funcționa după curba reală de sarcină. Se poate defini și un timp de pierderi corespunzător circulației de putere activă τ_P , unul corespunzător circulației puterii reactive τ_Q și în fine, unul corespunzător puterii aparente (sau curentului) τ_S (τ).

Dacă R este rezistența rețelei de alimentare consumatorului, U tensiunea lui, iar puterile $P_{\max}, Q_{\max} (S_{\max})$, din definirea timpului de pierderi rezultă:

$$\tau_P * \frac{P_{\max}^2}{U^2} * R = \frac{1}{U^2} * R * \int_0^{24} P^2 dt \text{ sau } \tau_P = \frac{1}{P_{\max}^2} * \int_0^{24} P^2 dt$$

$$\text{și analog } \tau_Q = \frac{1}{Q_{\max}^2} * \int_0^{24} Q^2 dt \text{ iar } \tau_S = \frac{1}{S_{\max}^2} * \int_0^{24} Q^2 dt$$

Dacă lui S_{\max} îi corespund P_{\max} și Q_{\max} , relația dintre cele trei mărimi este τ_P, τ_Q, τ_S este:

$$\tau_S * S_{\max}^2 = \tau_P * P_{\max}^2 + \tau_Q * Q_{\max}^2$$

Dacă P_{\max} și Q_{\max} nu sunt simultane, relația de mai sus devine:

$$\tau_S * S_{\max}^2 = \tau_P * P_{\max}^2 + k_S * \tau_Q * Q_{\max}^2$$

unde $k_S < 1$ este un coeficient de nesimultaneitate al celor două maxime. De multe ori în calculele practice se lucrează cu un singur timp de pierderi considerând $\tau_P = \tau_Q = \tau_S = \tau$.

Timpul de pierderi este o mărime foarte importantă în special în determinarea lui efectuându-se prin mai multe metode (fig. 2.27) [25],[27].

• factorul de putere mediu:

$$\lambda_{med} = 1 / \sqrt{1 + W_r^2 / W_a^2}$$

• factorul de putere maxim:

$$\lambda_{max} = P_{max} / \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}$$

• puterea activă medie pătratică:

$$\bar{P}^2 = \frac{1}{T} \int_0^{24} P^2(t) dt$$

• puterea reactivă medie pătratică:

$$\bar{Q}^2 = \frac{1}{T} \int_0^{24} Q^2(t) dt$$

• factorul de formă:

$$k_F = \frac{\bar{I}^2}{I} \text{ sau } k_F = \frac{\bar{I}^2}{I_{med}}, \text{ adică este raportul dintre sarcina pătratică și sarcina medie.}$$

• coeficientul de variație al puterii active:

$$c_P = \frac{\sqrt{\bar{P}^2 - (\bar{P})^2}}{\bar{P}}$$

• coeficientul de variație al puterii reactive:

$$c_Q = \frac{\sqrt{\bar{Q}^2 - (\bar{Q})^2}}{\bar{Q}}$$

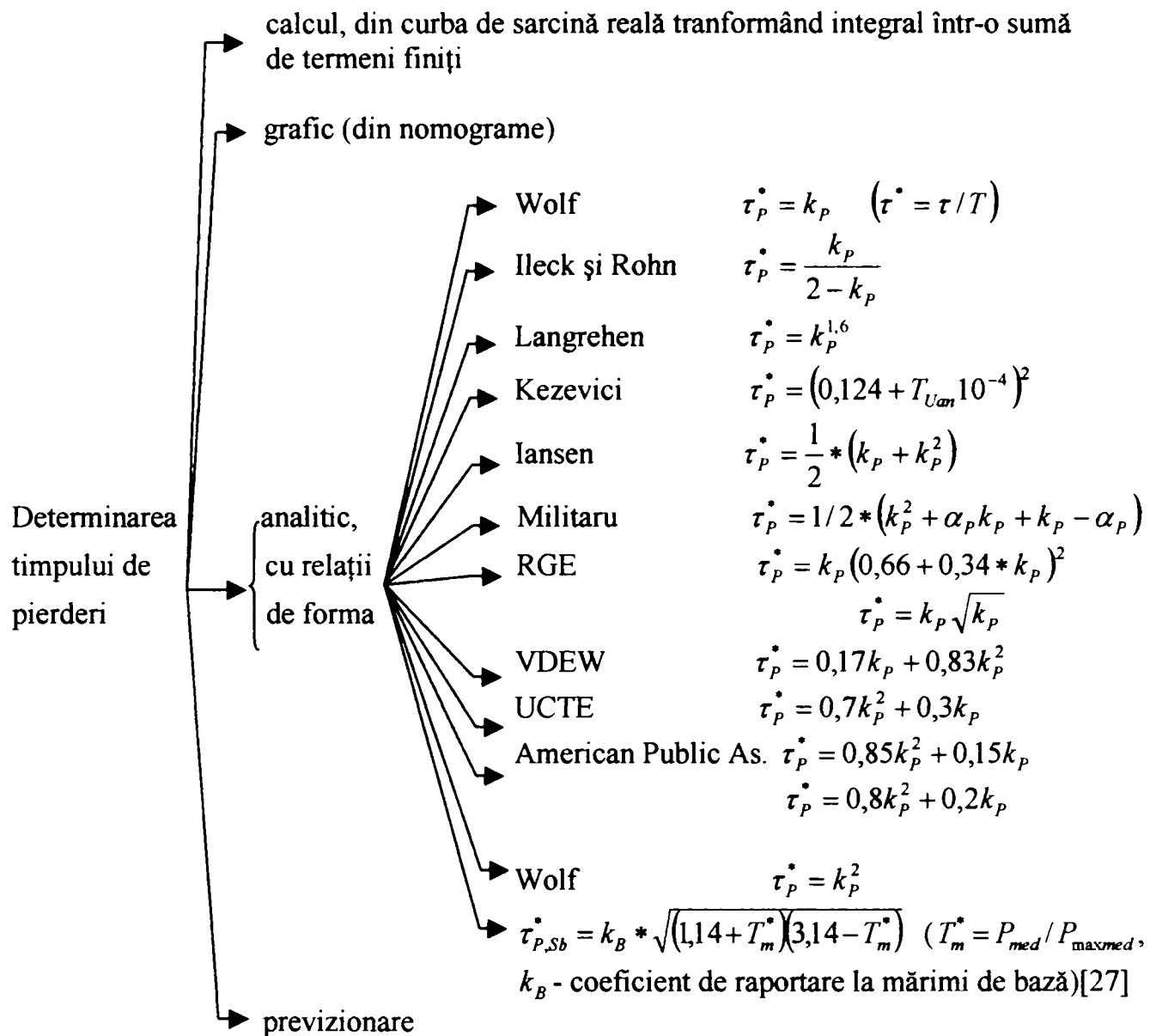


Fig. 2.27 Metode pentru determinarea timpului de pierderi

În ultima vreme, unii cercetători [21] au introdus timpul de pierderi aferent curbelor de sarcină în unități relative. Aceste curbe de sarcină se obțin raportând curbele de sarcină în unități absolute $P(t)$ și $Q(t)$ la puterea de bază S_b . Ca urmare, rezultă următoarea relație de calcul a timpului de pierderi asociat puterii de bază S_b :

$$\tau_{Sb}^* = \tau_{P,Sb}^* + \tau_{Q,Sb}^*$$

unde $\tau_{P,Sb}^*$ și $\tau_{Q,Sb}^*$ au semnificațiile consacrate, astfel:

$$\tau_{Sb}^* = \frac{1}{T_S} \int_0^{T_s} (S/S_b)^2 dt \quad ; \quad \tau_{P,Sb}^* = \frac{1}{T_S} \int_0^{T_s} (P/S_b)^2 dt \quad ; \quad \tau_{Q,Sb}^* = \frac{1}{T_S} \int_0^{T_s} (Q/S_b)^2 dt$$

$T_s(T)$ fiind timpul de funcționare în sarcină. Pe lângă acest timp se mai introduce și timpul de funcționare sub tensiune T_f .

2.4.4. Modelarea curbelor de sarcină [9],[18]

Modelarea curbelor de sarcină se efectuează pe baza curbelor de sarcină tip ale consumatorilor. Curbele de sarcină tip constituie o informație primară cu ajutorul căreia se pot modela cu ușurință graficele din nodurile rețelelor de distribuție (dar nu numai), dacă se dispune de un număr minim de informații acumulate, cum ar fi necesarul de energie pe o anumită perioadă, sarcina activă în nod, măsurată la o anumită oră din zi, valoarea medie statistică a coeficienților de încărcare ai transformatoarelor din posturi la sarcina medie sau maximă, curentul absorbit de consumator la o anumită oră din zi etc.

De menționat că graficele tip de sarcină, reprezintă variația probabilă a sarcini pe un interval de 24 ore și se întocmesc pe grupe de consumatori: casnici, social-culturali, edilitari, la nivelul posturilor de transformare, a stațiilor de alimentare, pe anumite zone etc. Ridicarea acestor grafice de sarcină se efectuează prin prelucrarea statistică a unui număr statistică a unui număr de date extrase din graficele de sarcină înregistrate de la diverse categorii de consumatori.

Măsurătorile de curbe de sarcină la diverși consumatori din rețele de distribuție spre exemplu, măsurători efectuate pe o perioadă de mai mulți ani, precum și studiile de analiză statistică, au permis să se evidențieze anumite constante în forma curbelor de sarcină ale acestora.

Aceste constatări au condus la concluzia în a considera curba de sarcină a unui consumator ca un ansamblu de două caracteristici distincte și chiar complementare și anume:

- o caracteristică de formă, care reflectă modularea relativă a puterilor consumate;
- o caracteristică de nivel, care ține seama de cantitatea de energie electrică consumată într-un anumit interval de timp.

Asocierea efectuată a fost următoarea:

- plecând de la campaniile de măsurători efectuate asupra eșantionului ales, se adoptă o clasificare statistică a curbelor de sarcină, bazată pe forma acestor grafice de sarcină;
- în funcție de caracteristicile proprii ale fiecărui consumator se definește:
 - procedura de afectare a unui consumator dat la o anumită clasă de curbe de sarcină;
 - tehnica de trecere de la graficul tip reținut la o curbă de sarcină la nivelul propriu al consumatorului considerat.

Curba de sarcină tip este deci un grafic mediu de sarcină pentru o categorie de consumatori reflectând cu o anumită probabilitate caracteristicile esențiale ale acestor grafice.

La stabilirea curbelor de sarcină tip, s-a plecat de la ipoteza că sarcinile din nodurile rețelei pentru diferite momente (de fapt ore), constituie mărimi aleatoare, care respectă legea de distribuție normală.

Pentru determinarea caracteristicilor probabile ale sarcinilor orare, în regimurile caracteristice (iarnă și vară, zile lucrătoare și de repaus), folosind informațiile din diferite puncte ale rețelei de alimentare, legea de distribuție a sarcinilor orare se scrie sub forma:

$$F = \alpha_1 \varphi_1 + \alpha_2 \varphi_2 + \dots + \alpha_n \varphi_n \quad \text{unde} \quad \sum_1^n \alpha_i = 1 \quad (2.37)$$

Relația (2.36) ne permite că valoarea medie, iregularitatea, dispersia și abaterea standard să se determine cu relațiile următoare:

- valoarea medie:

$$\bar{P}_F = \int_{-\infty}^{+\infty} P(\alpha_1 \varphi_1 + \alpha_2 \varphi_2 + \dots + \alpha_n \varphi_n) dP = \alpha_1 \bar{P}_1 + \alpha_2 \bar{P}_2 + \dots + \alpha_n \bar{P}_n \quad (2.38)$$

- iregularitatea:

$$(\bar{P}^2)_F = \sum_{j=1}^n \alpha_j (\bar{P}_j^2) = \sum_{j=1}^n \alpha_j (1 + k_{v,j}^2) (\bar{P}_j)^2$$

- dispersia:

$$D_F(P) = \sum_{j=1}^n \alpha_j (\bar{P}_j^2) - \left(\sum_{j=1}^n \alpha_j \bar{P}_j \right)^2$$

- abaterea standard:

$$\alpha_F(P) = \left[\sum_{j=1}^n \alpha_j (\bar{P}_j^2) - \left(\sum_{j=1}^n \alpha_j \bar{P}_j \right)^2 \right]^{1/2}$$

În continuare se vor face câteva referiri la criteriile care permit alocarea unei curbe de sarcină tip unui consumator racordat la rețeaua de distribuție.

Astfel, la baza stabilirii curbelor de sarcină tip, ca date de bază se folosesc curbele de sarcină în puteri medii la 10 minute, pentru o serie de consumatori luați individual, într-una sau mai multe zile consecutive.

Avându-se în vedere aceste rezultate ale măsurătorilor se elaborează pentru fiecare consumator considerat individual, curbele de sarcină în puteri medii la 1/2 ore, respectiv 48 valori P_j pe zi asupra cărora se vor efectua prelucrările.

Ca urmare, puterea medie \bar{P} a zilei considerate va fi:

$$\bar{P} = \frac{1}{48} \sum_{j=1}^{48} P_j \text{ iar puterea raportată la ora } j \text{ se va scrie sub forma : } \alpha_j = P_j / \bar{P}.$$

Căutarea graficului tip care reprezintă curba de sarcină raportată, conduce la stabilirea curbelor de sarcină mai puțin sub aspectul puterilor raportate, care fac ca doi consumatori să poată fi comparați. Curba de sarcină raportată (în unități relative) se obține împărțind fiecare valoare reală de putere semi-orară prin puterea medie a zilei lucrătoare din săptămâna considerată. Pe acest suport se procedează la o analiză statistică completă, care comportă trei faze și anume:

- clasificarea consumatorilor prin similitudinea formei curbei de sarcină;
- interpretarea topologiei obținute cu ajutorul variabilelor caracteristicilor fiecărui consumator;
- căutarea printr-o analiză discriminantă a celor mai bune criterii de afectare a unui consumator din eșantionul ales la o clasă de curbe tip de sarcină.

Sortarea curbelor de sarcină tip se face după coeficientul de variație k_v și după coeficienții de corelare r_F .

• Coeficientul de variație k_v se definește ca fiind raportul dintre valoarea dispersiei sau abaterii standard și valoarea medie, iar în cazul puterilor active avem:

$$k_v(P) = \sigma(P) / \bar{P} \quad (2.39)$$

În cazul în care se consideră și dispersiile valorilor orare din graficele de sarcină, coeficientul de variație a sarcinii active se determină cu relația:

$$k_v(P) = \left[\frac{1}{24} \sum_{j=1}^{24} [P_j^{*2} + \sigma(P_j^*)^2] - 1 \right]^{1/2} \quad (2.40)$$

unde:

P_j^* este valoarea relativă a sarcinii la ora j din graficul tip de sarcină;

$\sigma(P_j^*)$ - dispersia sarcinilor la ora j din graficul tip de sarcină.

• Coeficientul de corelație dintre sarcinile active, P_1 și P_2 a două grafice se determină cu relația:

$$r(P_1, P_2) = \frac{(\overline{P_1, P_2}) - (\bar{P}_1 * \bar{P}_2)}{\sigma(P_1) * \sigma(P_2)} \quad (2.41)$$

Dacă pentru două curbe de sarcină se constată că valoarea coeficientului de corelație este apropiată de unitate în valoare absolută, iar coeficienții de variație pentru cele două curbe de sarcină au valori aproximativ egale, se poate afirma că diagramele sunt de același tip.

2.4.5. Aplicație

Se consideră curbele de sarcină zilnică ale puterii active $P(t)$ și reactivă $Q(t)$ pentru consumatorul echivalent serviciile proprii, aferente stației Timișoara (data de 19.01.2005). Graficele au fost ridicate pe barele de 20 kV ale transformatorului de servicii proprii și se prezintă în fig. 2.28.

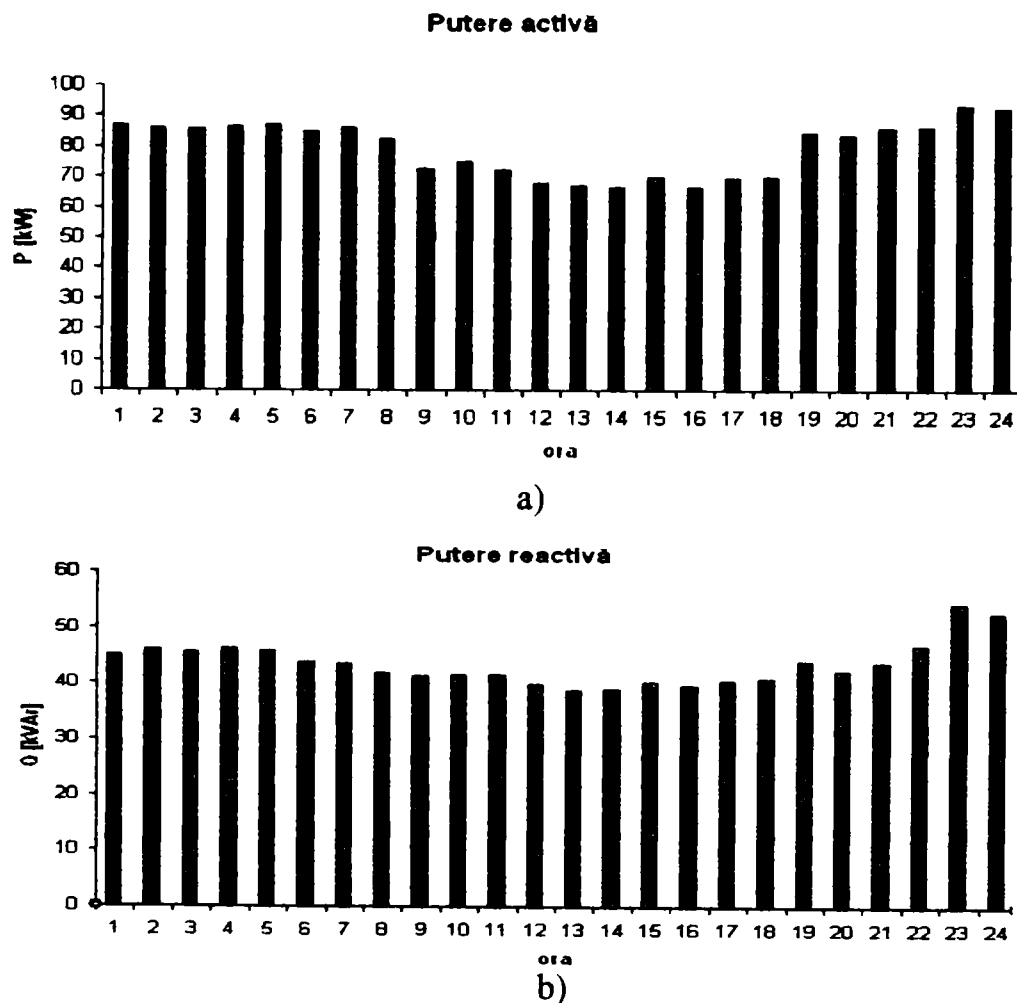


Fig.2.28 Curbele de sarcină zilnică ale transformatorului de servicii proprii TSI 2 din stația Timișoara în data de 19.01.2005 a) $P=P(t)$; b) $Q=Q(t)$

Corespunzător acestor curbe s-au calculat următorii indicatorii:

- Energia activă zilnică $E_a=1901,16$ kWh;
- Energia reactivă zilnică $E_r=1044,88$ kVAr;
- Puterea activă medie $P_{med}=79,215$ kW;
- Puterea reactivă medie $Q_{med}=43,537$ kVAr;
- Puterea activă maximă $P_{max}=92,88$ kW;
- Puterea activă minimă $P_{min}=66,28$ kW;
- Puterea reactivă maximă $Q_{max}=54,40$ kVAr;
- Puterea reactivă minimă $Q_{min}=38,68$ kVAr;

- Coeficientul de aplatizare al curbei de sarcină a puterii active $k_p=0,853$;
- Coeficientul de aplatizare al curbei de sarcină a puterii reactive $k_Q=0,8$;
- Coeficientul de neuniformitate al curbei de sarcină a puterii active $\alpha_p=0,714$;
- Coeficientul de neuniformitate al curbei de sarcină a puterii reactive $\alpha_Q=0,711$;
- Durata de utilizare a puterii active maximă zilnice $T_{UP}=20,469$ h;
- Durata de utilizare a puterii reactive maxime zilnice $T_{UQ}=19,21$ h;
- Timpul de pierderi zilnice al puterii active $\tau_p=17,67$ h;
- Timpul de pierderi zilnice al puterii reactive $\tau_Q=15,49$ h;
- Factorul de putere mediu zilnic $\lambda_{med}=0,482$;
- Factorul de putere maxim zilnic $\lambda_{max}=0,863$;
- Puterea activă medie pătratică $\overline{P^2}=6351,281$ kW²;
- Puterea reactivă medie pătratică $\overline{Q^2}=1910,013$ kVAr²;
- Factorul de formă al curbei puterii active $k_{PF}=80,178$;
- Factorul de formă al curbei puterii reactive $k_{QF}=43,871$;
- Coeficientul de variație al puterii active $c_p=0,11$;
- Coeficientul de variație al puterii reactive $c_Q=0,088$;
- Coeficientul de corelație a curbelor de sarcină $P(t), Q(t)$ $r=0,865$.

O problemă interesantă a analizat. este desigur aceea de verificare în condițiile curbelor de sarcină zilnice ale serviciilor proprii $Q(t)$ și $P(t)$ a relațiilor recomandate pentru calculul tipului de pierderi al puterii active. În acest sens în tabelul 2.4 se indică tipul relației folosite, expresia matematică, valoarea timpului de pierderi și eroare obținută.

Tabelul 2.4 Valorile timpului de pierderi τ_p [h], a erorilor realizate folosind relații aproximative, precum și a timpilor de pierderi τ_Q și τ_s folosind aceleași relații, în locul k_p punându-se k_Q , k_s iar în locul α_p : α_Q și α_s

Nr. crt.	Tipul relației	Expresia analitică τ_p / T	τ_p [h]	Eroarea τ_p [%]	τ_Q [h]	τ_s [h]
1	Militaru	$1/2 * (k_p^2 + \alpha_p k_p + k_p - \alpha_p)$	17,70	0,17	15,58	17,17
2	Ileck și Rohn	$\frac{k_p}{2 - k_p}$	17,84	0,96	16,01	17,38
3	Wolf	k_p	20,48	15,85	19,207	20,16
		k_p^2	17,46	-1,19	15,372	16,93
4	Langrehen	$k_p^{1,6}$	18,60	5,26	16,805	18,157
5	Kezevici	$(0,124 + T_{max} 10^{-4})^2$	18,21	3,06	16,34	17,74
6	Iansen	$1/2 * (k_p + k_p^2)$	18,96	7,3	17,29	18,55
7	RGE	$k_p \sqrt{k_p}$	18,47	4,53	16,68	18,03
		$k_p (0,66 + 0,34 * k_p)^2$	18,90	6,96	17,18	18,47
8	UCTE	$0,7k_p^2 + 0,3k_p$	18,36	3,90	16,52	17,9
9	VDEW	$0,17k_p + 0,83k_p^2$	17,97	1,70	16,02	17,48
10	American Public As	$0,85k_p^2 + 0,15k_p$	17,9	1,30	15,95	17,42
		$0,8k_p^2 + 0,2k_p$	18,06	2,21	16,13	17,58

Din cele prezente în tabelul 2.4 se constată că rezultatele foarte bune se obțin folosind relația lui Militaru, a lui Ileck și Rohn și Wolf (de forma $\tau_p / T = k_p^2$). Aplicând relația lui Militaru și la calculul lui τ_Q ; a rezultat $\tau_Q = 15,58$ h față de 15,49 h, adică o eroare de circa 0,58 %.

Concluzia care se desprinde este aceea că la calculul pierderilor de energie în rețeaua serviciilor proprii se poate folosi metoda timpului de pierderi, iar cele două componente τ_p și τ_Q pot fi calculate cu relația lui Militaru [26].

În ceea ce privește timpul de pierderi al curentului (sau al puterii aparente), acesta poate fi calculat avându-se în vedere „simultaneitatea sarcinii maxime” active și reactive, adică:

$$\tau_s = \tau_p \frac{P_{\max}^2}{S_{\max}^2} + \tau_Q \frac{Q_{\max}^2}{S_{\max}^2} \text{ sau}$$

$$\tau_s = 17,67 \frac{92,88^2}{107,64^2} + 15,49 \frac{54,4^2}{107,64^2} = 17,096h$$

Folosind relația lui Militaru se determină 17,17 h, adică o eroare de -0,43 %.

În situația în care calculul pierderilor de putere sau prognoza curbelor de sarcină se efectuează folosind descompunerea în serie Fourier, este util a dispune de anumite informații privind caracteristicile pe care le prezintă armonicile în care se descompun acestea. Astfel dacă ne referim la puterea activă, relațiile de calcul ale coeficienților sunt:

$$A_k = \frac{2}{NI} \sum_{n=1}^N P(n) \cdot \sin\left(\frac{2\pi k}{NI} n\right); \quad B_k = \frac{2}{NI} \sum_{n=1}^N P(n) \cos\left(\frac{2\pi k}{NI} n\right)$$

$$P_{med} = \frac{1}{NI} \sum_{n=1}^N P(n)$$

unde:

- NI este numărul de intervale în care se descompune curba de sarcină; în cazul nostru NI=24;
- k - rangul armonicii, $k \in [1, 10]$;
- n - palierul din curba de sarcină $n \in [1, 24]$;
- P(n) - valoarea puterii active la palierul n;
- Pentru primele 10 armonici, matricele coeficienților transpuse au forma:

$$A'_k = [4,6618; -2,7649; -1,5898; 0,4763; 0,4036; -1,8993; -0,0122; -0,0491; -0,5032; 0,2316]$$

$$B'_k = [10,4960; -0,2455; 0,0792; 0,6217; 1,1089; 0,8633; 0,1711; -0,925; 0,4940; 0,7822]$$

O dată cunoscuți coeficienții A_k , B_k , curba de sarcină poate fi sintetizată folosind relația:

$$P(n) = P_{med} + \sum_{k=1}^N A_k \sin\left(\frac{k\pi n}{12}\right) + \sum_{k=1}^N B_k \cos\left(\frac{k\pi n}{12}\right)$$

unde N este numărul de armonici luate în considerare.

Spre exemplu pentru 3 armonici valorile puterii active calculate și erorile realizate sunt indicate în tabelul 2.5

Tabelul 2.5 Valorile puterile active pe palier și erorile realizate pentru N=5

Palier n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P(n) [kW] calcul	89,30	85,87	84,30	85,63	87,41	86,74	83,53	79,80	76,66	73,58	70,27	67,91
P(n) [kW] dată	86,88	86	85,4	86,36	86,72	84,4	85,84	82,04	72,28	74,68	71,88	67,68
Eroarea [%]	2,78	0,14	1,29	0,84	0,79	2,77	2,69	2,73	6,06	1,47	2,23	0,36

Palier n	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P(n) [kW] calcul	67,39	67,73	67,36	66,81	68,48	73,43	79,53	83,87	86,05	87,95	90,30	91,27
P(n) [kW] dată	66,72	66,28	69,64	66,48	68,96	69,64	83,96	83	85,32	86,16	92,88	91,96
Eroarea [%]	1,00	2,18	3,27	0,49	0,69	5,44	5,27	1,05	0,86	2,08	2,76	0,74

Din analiza celor înscrise în tabel se constată că există o variație mare a erorilor pe palier. Astfel, dacă eroarea minimă este 0,14 % și se atinge pe palierul 2, eroarea maximă este 6,06 % și se atinge pe palierul 9. O distribuție a erorilor, de fapt o histogramă a acestora se prezintă în fig. 2.29.

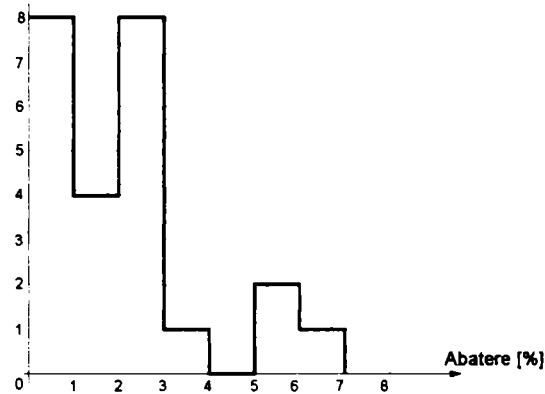


Fig. 2.29 Histograma erorilor realizate la interpolarea curbei de sarcină cu 5 armonici

Se constată că majoritatea erorilor de interpolare sunt grupate în domeniul de valori 1-3%(20 la număr).

În ceea ce privește variația erorii maxime și a celei medii cu numărul de armonici, acestea se prezintă în figurile 2.30 și 2.31.

Eroare maximă

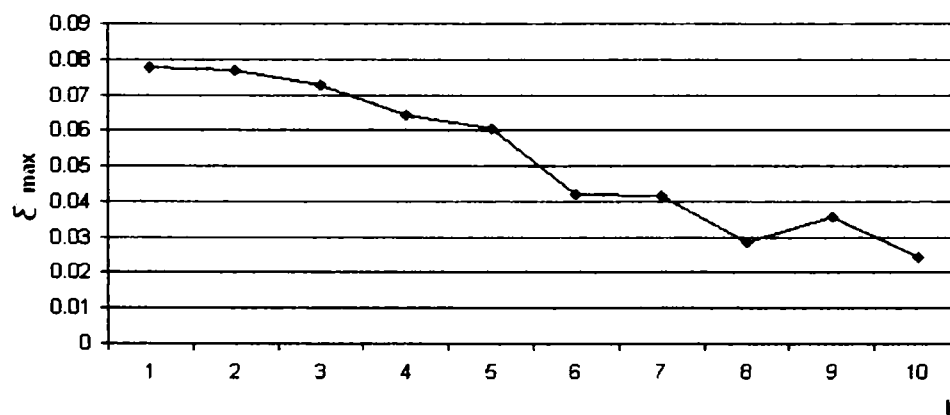


Fig. 2.30 Variația erorii maxime de interpolare cu numărul de armonici considerate

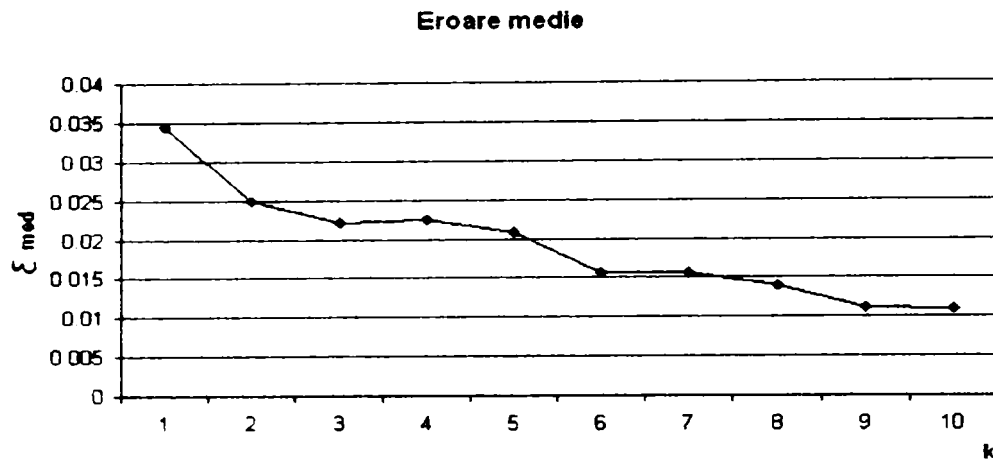


Fig. 2.31 Variația erorii medii de interpolare cu numărul de armonici considerate

Din cele prezentate în figura 2.30 se constată că eroarea maximă de interpolare descrește aproximativ liniar cu creșterea numărului de armonici, ajungând ca la 5 armonici să se realizeze valoarea de 6 % iar la 10 armonici de 2,45 %. Pentru 9 armonici apare o valoare singulară de 3,6 %.

Din analiza celor prezentate în fig. 2.31 rezultă că eroarea medie are o tendință clară de scădere de la circa 3,45 % pentru 1 armonică la circa 1,0 % pentru 10 armonici. Oricum nivelul erorilor de interpolare a curbelor de sarcină folosind armonicile componente este redus, ca urmare se recomandă a folosi această tehnică pentru prognoza curbelor de sarcină, sau pentru calculul pierderilor de energie. Ca urmare apare în plus un domeniu (cel al curbelor de sarcină al serviciilor proprii) unde descompunerea curbelor de sarcină în serii Fourier este foarte utilă.

2.5. Concluzii și contribuții

Scopul acestui capitol a fost acela de a trece în revistă consumatorii serviciilor proprii ai stațiilor RET și firește de a evidenția particularitățile acestora. În acest sens mai întâi s-au făcut referiri la locul serviciilor proprii în cadrul unei stații RET și s-a evidențiat rolul acestora și anume de a realiza alimentarea cu energie electrică a circuitelor secundare de curent operativ, dispozitivele de acționare, automatizare și reglaj a echipamentelor primare, precum și a echipamentelor anexe.

Au fost enumerați efectiv consumatorii serviciilor proprii, grupându-i în consumatori de curent alternativ și de curent continuu, iar apoi au fost analizați pe rând pe categorii; prima categorie de curent alternativ: instalația de răcire a transformatoarelor și autotransformatoarelor, dispozitivul de acționare al comutatorului de ploturi, dispozitive de acționare ale întrerupătoarelor și separatoarelor, instalațiile de stingere a incendiilor, grupul Diesel, iluminat și încălzire. S-a arătat că acești consumatori pot fi grupați în trei categorii dependent de implicațiile întreruperii alimentării cu energie electrică asupra tranzitului de energie electrică prin circuitele primare ale stației: categoria 1,2,3.

Desigur cele mai importante sunt categoria întâia, adică așa numitele servicii proprii principale, care cuprind receptoarele la care întreruperea alimentării pe o durată mai mare de câteva minute conduce la perturbarea tranzitului de energie electrică. Aici își găsesc locul pompele de ulei, ventilatoarele corpurilor de răcire a transformatoarelor și autotransformatoarelor, rezistența de încălzire pentru pornirea grupului electrogen și altele. Deci acești consumatori trebuie alimentați pe mai multe căi și cu elemente suplimentare de siguranță.

O atenție deosebită s-a acordat și condițiilor în care funcționează consumatorii serviciilor proprii. S-a considerat util în acest sens să se prezinte două aspecte esențiale și anume: caracteristicile statice de sarcină ale consumatorilor și curbele de sarcină. Caracteristicile statice de sarcină definesc răspunsul receptorilor la variația mărimilor de intrare: tensiunea și frecvența.

Deși pare deplasat s-a considerat necesar a menționa și caracteristicile de frecvență, dat fiind faptul că în funcționarea stației pot intervenii situații în care alimentarea serviciilor proprii se efectuează de la grupul electrogen, iar acesta poate să nu fie capabil să asigure frecvența de 50Hz. Cu această ocazie s-a accentuat particularitățile funcționării motoarelor asincrone, instalații de iluminat, adresare, transformatoare în condițiile variației tensiunii de alimentare. Circulații suplimentare de reactiv apar în circuitele cu elemente cu miez de fier unde apariția și dezvoltarea saturației magnetice poate crea prejudicii bunei funcționări a receptorului datorită tensiunii de alimentare.

Lucrarea evidențiază faptul că situația cea mai dezavantajoasă pentru motoarele de acționare survine la scăderea frecvenței și creșterea tensiunii.

Un alt aspect important și evidențiat în lucrare se referă la necesitatea de a considera caracteristicile statice de tensiune ale unor consumatori particulari (cum ar fi spre exemplu agregatele de climatizare) conținând în expresia lor și un parametru cum ar fi temperatura. Temperatura are în această situație un rol determinant iar contribuția acestui parametru la răspunsul în putere activă, reactivă sau curent al receptorului nu mai poate fi ignorată.

În ultima parte a capitolului sunt prezentate câteva aspecte legate de curbele de sarcină ale consumatorului – servicii proprii ale stațiilor RET. Sunt trecute în revistă mărimile caracteristice ale curbelor de sarcină aferente unui consumator alimentat de rețeaua de furnizare în general, dar aplicația care se efectuează are în vedere cazul concret al stației Timișoara. Se calculează indicatorii curbelor de sarcină considerate, se fac referiri la folosirea unor relații empirice pentru calculul timpului de pierderi și se trag concluzii. Relația lui Militaru se dovedește și aici extrem de utilă, aplicarea ei fiind relevantă atât pentru curba de sarcină a puterii active, cât și reactive.

Curba de sarcină a consumatorilor serviciilor proprii este analizată și sub aspectul descompunerii în armonici și aceasta pe o parte datorită formei acesteia, iar pe de altă parte datorită utilității acestei tehnici în prognoza consumatorilor de energie sau în calculul pierderilor de energie. Concluziile stabilite sunt relevante și ele atestă facilitățile care apar în acest sens (folosirea descompunerii Fourier) la curbele de sarcină zilnice ale consumatorilor de tip servicii proprii.

Contribuțiile aduse de autor în cadrul acestui capitol se referă la:

- sistematizarea problemelor legate de consumatorii serviciilor proprii;
- încadrarea problematicii caracteristicilor statice ale sarcinii în aceea a serviciilor proprii a stațiilor RET;
- evidențierea particularităților caracteristicilor statice de tensiune ale unor consumatori particulari, care au drept parametru și temperatura;
- calculul mărimilor caracteristice ale unor curbe zilnice de sarcină ridicate la bornele unui transformator de servicii proprii(TSI - 2) din stația Timișoara;
- evidențierea utilității relației Militaru la calculul timpului de pierderi pentru curbele de sarcină a puterii active și reactive a serviciilor proprii din stațiile electrice;
- abordarea problematicilor descompunerii spectrale a curbelor de sarcină zilnică a consumatorilor de tip servicii proprii ale stațiilor RET.

Capitolul 3

PROBLEMELE ALIMENTĂRII SERVICIILOR PROPRII ALE STAȚIILOR RET. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT.

Problemele pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii sunt legate în primul rând de funcționarea sigură a acestor elemente, cheie a stațiilor sistemului electroenergetic, în condițiile asigurării calității energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii și a evitării producerii de perturbații în rețelele sistemului electroenergetic. În cele ce urmează se vor trece în revistă aceste probleme, efectuându-se o clasificare și respectiv o ierarhizare a acestora și se vor dezvolta probleme referitoare la stabilirea schemei de alimentare din terțiarul AT și vis a vis de aceasta se vor calcula curenții de scurtcircuit.

3.1 Clasificarea problemei

O clasificare principială a problemelor care afectează în general alimentarea serviciilor proprii din stațiilor RET și în particular din terțiarul AT poate fi efectuată considerându-se mai multe criterii. Astfel [28],[29]:

- după natura problemei se pot întâlni probleme legate de:
 - cerințele impuse înfășurării terțiare a AT și în general întregului AT;
 - stabilirea schemei de alimentare;
 - evaluarea consumatorilor aferenți SP;
 - întocmirea schemei de conexiuni;
 - stabilirea nivelului curenților de scurtcircuit;
 - reglajul tensiunii în rețeaua de medie tensiune ce alimentează barele de SP;
 - stabilirea și reglarea protecțiilor;
 - monitorizarea și conducerea circuitele de alimentare;
 - realizarea constructivă a unor porțiuni din rețeaua de alimentare, în mod deosebit terțiar AT - transformator TSP;
 - estimarea costurilor reclamate de realizarea schemei de alimentare;
 - estimarea duratei de recuperare a cheltuielilor de investiție;
 - estimarea riscului de funcționare stabilă a AT în cadrul SEN.
- după locul unde se pune problema se disting:
 - probleme ce afectează circuitele primare;
 - probleme ce afectează circuitele secundare.
- după cerințele reclamate, se deosebesc:
 - probleme ce afectează calitatea energiei electrice livrate pe de-o parte rețelelor SEN, pe de altă parte consumatorilor aferenți serviciilor proprii;
 - probleme ce afectează siguranța în funcționare a rețelelor SEN, respectiv a stației.
- după implicațiile constructive în incinta stației:
 - probleme care vizează introducerea de noi elemente;
 - probleme care vizează adaptarea (modernizarea) celor existente;
 - probleme care visează menținerea celor existente fără a fi nevoie de investiții.
- după domeniul la care se referă problema:
 - probleme tehnice;
 - probleme economice.

- după modul în care poate fi soluționată problema:
 - documentare (normative, bibliografie uzuală, cataloage, proiecte de execuție, proiecte tehnice etc.);
 - calcule (curenți de scurtcircuit, supratensiuni, căderi de tensiune, circulație, de puteri, etc.);
 - anchete Delphi ale specialiștilor care lucrează în domeniu (exploatare, proiectare, conducere sistem).
- după factorii care condiționează soluționarea problemei, se deosebesc:
 - probleme care depind de transportul de energie (TRANSELECTRICA);
 - probleme care depind de dispecerul energetic național (DEN);
 - probleme care depinde de furnizorul de echipamente (în primul rând ELECTROPUTERE Craiova, fabricantul AT și cel care execută recondiționarea acestora).

Desigur s-a efectuat această clasificare din două motive, pe de o parte pentru a evidenția dimensiunea problemei abordate, complexitatea ei, vis-a-vis de implicațiile pe care le poate avea asupra funcționării întregului sistem electroenergetic.

În plus toate aceste probleme trebuie privite și prin prisma funcționării interconectate a SEN cu sistemul UCTE. În acest sens, un rol determinant așa cum este cunoscut revine dezvoltării și implementării sistemelor de conducere la nivelul stațiilor electrice [30], [31]. Astfel este foarte important de a exista o concepție clară privind structura și comanda circuitelor primare, atât în condițiile normale de funcționare, cât și de avarie iar în cadrul acestora a instalațiilor care asigură alimentarea serviciilor proprii. Această cerință trebuie să se regăsească și în tendința actuală de realizare a sistemelor de conducere la nivelul stațiilor RET, care caută să integreze funcțiile de monitorizare, conducere și protecție într-un tot unitar [31], [32]. Fără îndoială că acest aspect complică într-o oarecare măsură funcțiile sistemului, dar nu încarcă sensibil costul software-ului necesar [32]. Este de asemenea important de remarcat tendința de dezvoltare actuală a circuitelor secundare realizate din echipamente digitale multifuncționale.

Oricum, problemele concrete ale alimentării serviciilor proprii din stațiile RET trebuie considerate în preocupările actuale ale celor care realizează, exploatează și conduc sistemul electroenergetic, preocupări ce vizează două direcții esențiale și anume [32], [33]:

- Sisteme coordonate de protecție și de conducere. Sistemele de conducere și de protecție își păstrează autonomia unele față de celelalte, având însă prevăzute funcțiuni de „colaborare” reciprocă. Într-un asemenea concept, funcția de protecție este localizată în general în echipamente distincte de cele de comandă/control. Cele două sisteme comunică între ele, transmițându-și reciproc informații globale rezultate în urma prelucrării mărimilor din proces.
- Sisteme integrate de protecție și conducere. Sistemele de conducere și de protecție sunt concepute ca un tot unitar, utilizând astfel în comun anumite resurse hardware și software. În aceste condiții se asigură o descentralizare puternică a funcțiilor de comandă, control și protecție, mecanismul funcțional al acestui concept fiind comunicația de mare viteză între modulele componente.

În încheierea acestui paragraf pentru a sublinia locul problemelor legate de alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor RET din terțiarul AT în fig. 3.1. sunt prezentate funcțiile și interdependențele acestora la nivelul rețelei de transport a sistemului electroenergetic [33]. Deși afectează concepția și structura echipamentului primar, alimentarea serviciilor proprii a stațiilor RET este marcată sensibil de funcțiile de control și măsură locală, de protecție și autonomizare locală.

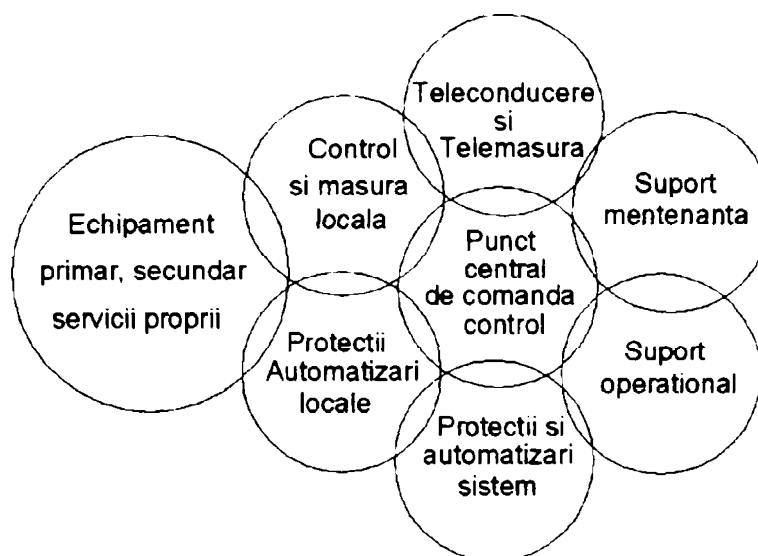


Fig. 3.1 Funcțiile și interdependența acestora în cadrul SEN

În cele de urmează vor fi analizate câteva probleme ale alimentării serviciilor proprii din terțiarul AT și anume: stabilirea schemei de alimentare, stabilirea nivelului curenților de scurtcircuit, asigurarea calității tensiunii de alimentare a consumatorilor serviciilor proprii.

3.2 Alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatorului.

Alimentarea cu energie electrică a consumatorilor de servicii proprii, în general se face de la mai multe surse, care pot îndeplini funcția de [34], [35]:

- sursa de alimentare normală, care îndeplinește funcția de alimentare principală, servește pentru alimentarea receptoarelor în regim normal de funcționare, fiind în permanență sub tensiune;
- sursă de alimentare de rezervă, care în regim normal de funcționare nu participă la alimentarea receptoarelor, dar care poate substitui, de regulă, automat sursa normală în cazul imposibilității alimentării receptorilor de către aceasta;
- sursă de alimentare de siguranță, care preia, în cel mai scurt timp posibil, alimentarea receptoarelor pentru care trebuie asigurată o siguranță deosebită în alimentare, în cazul în care celelalte surse de alimentare (normală și de rezervă) au ieșit din funcțiune.

Sursele de alimentare normală și de rezervă sunt dimensionate să poată furniza, fiecare, întreaga putere cerută de instalația de servicii proprii.

3.2.1 Alegerea surselor de alimentare.

Conform normativului PE 111-8/88 [108] „Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare, servicii proprii de curent alternativ”, alimentarea serviciilor proprii din cadrul stațiilor electrice trebuie să se asigure astfel:

- pentru stațiile electrice de importanță deosebită, de la trei surse independente (două surse normale sau o sursă normală și una de rezervă și o sursă de siguranță);
- pentru stațiile cu tensiunea superioară de 220 kV, care nu sunt cuprinse în categoria celor de importanță deosebită și stațiile de 110 kV, de la două surse independente (normale sau una normală și una de rezervă).

De asemenea, sursele normale și cele de rezervă pot fi constituite din:

a) o secție sau un sistem de bare colectoare de medie tensiune (6 -20 kV) din stația electrică respectivă sau de la o stație sau centrală apropiată;

- b) o secție sau un sistem de bare colectoare de joasă tensiune pentru distribuție, din stația electrică respectivă sau de la o stație sau centrală apropiată;
- c) o linie de medie tensiune din zona stației;
- d) o înfășurare terțiară de medie tensiune (10 - 20 kV) a unui (auto)transformator care asigură tranzitul de putere între rețelele de înaltă tensiune (110 - 750 kV);
- e) în cazuri excepționale, bine justificate din punct de vedere economic, un grup electrogen utilizat exclusiv ca sursă de rezervă.

Pentru stațiile cu tensiunea cea mai înaltă de 750 kV și de 400 kV, normativul prevede ca alimentarea normală (de bază) să se facă, de preferință, de la sursa de tipul d), prin transformatoare prevăzute cu reglaj sub sarcină și siguranță mărită împotriva scurtcircuitelor între faze, iar alimentarea de rezervă, prin una - două linii de medie tensiune, racordate direct la stațiile de 110/MT din zonă. În normativ nu se face nici o precizare referitoare la stațiile cu tensiunea cea mai înaltă de 220 kV, unde se întâlnesc autotransformatoare de 220/110 kV, care prezintă înfășurare terțiară de medie tensiune.

3.2.2 Soluții pentru alimentarea serviciilor proprii din terțiarele AT de 200MVA, 231/121/10,5 kV.

În stațiile cu tensiunea cea mai mare 220 kV, echipate cu autotransformatoare (AT) de putere de construcție românească de 231/121/10,5 kV, 200/200/60 MVA este posibilă alimentarea serviciilor proprii (SP) ale stației din terțiarul acestora, dacă puterea absorbită de acestea nu depășește puterea nominală a înfășurării terțiare a AT (60 MVA), iar un eventual scurtcircuit în rețeaua instalațiilor de servicii proprii nu afectează funcționarea AT - urilor și siguranța în funcționare a SEE.

Schemele de alimentare a SP din stația electrică din terțiarele AT, trebuie să respecte prevederile normativului PE 111 - 8/88, punctul 3.1.1 a sau b, după cum stația este de importanță deosebită sau nu și depind de structura instalațiilor circuitelor primare din stație [36]. Astfel, pot exista următoarele situații:

1) În stație există numai un singur AT (fig. 3.2) Alimentarea normală se va asigura din terțiarul AT, iar alimentarea de rezervă de la o stație ori centrală apropiată sau o linie de medie tensiune din zona stației.

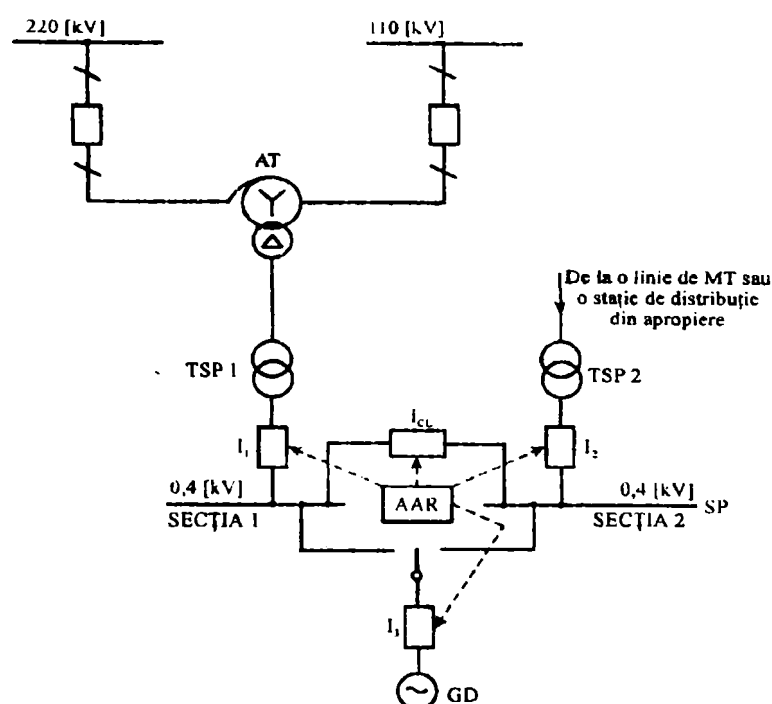


Fig. 3.2 Alimentarea în condițiile existenței unui singur AT

2) În stație există două AT racordate, atât la nivelul de 220 kV cât și la nivelul de 110 kV, la secții de bare diferite, legate între ele prin cuplă longitudinală (fig. 3.3). Conform normativului PE 124/85 [43] „Normativ privind alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali și similari”, cele două secții de bare sunt considerate surse independente și ca urmare, conform normativului PE 111-8/88, terțiarele AT - urilor pot constitui surse normale sau de rezervă pentru alimentarea SP ale stației. Regimul de sursă normală sau de rezervă este stabilit în funcție de poziția (anclanșat, declanșat) întrerupătoarelor I_1 , I_2 , I_{CL} .

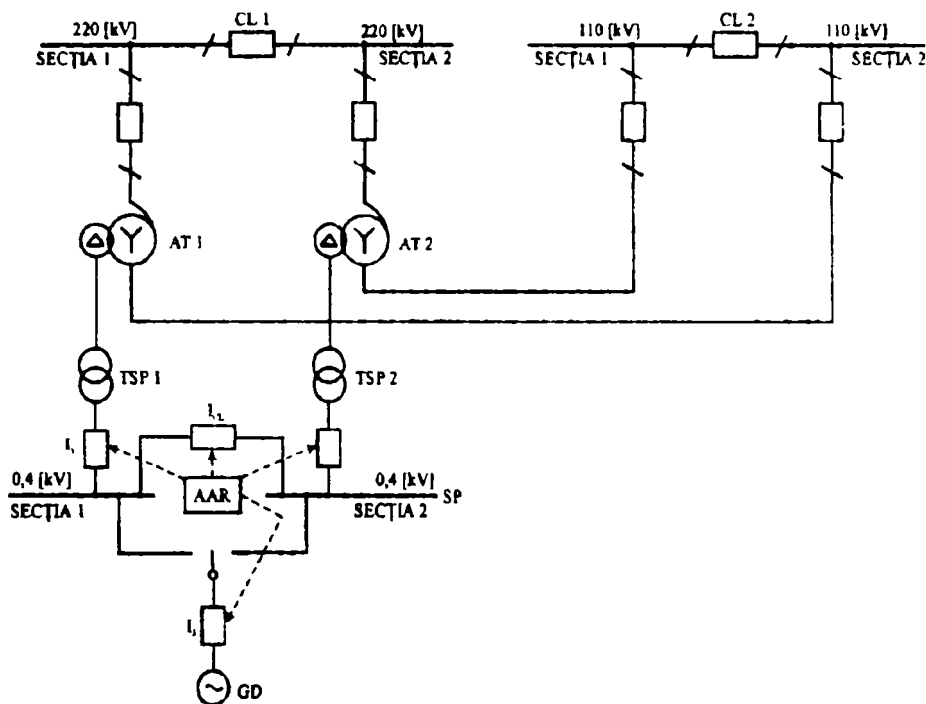
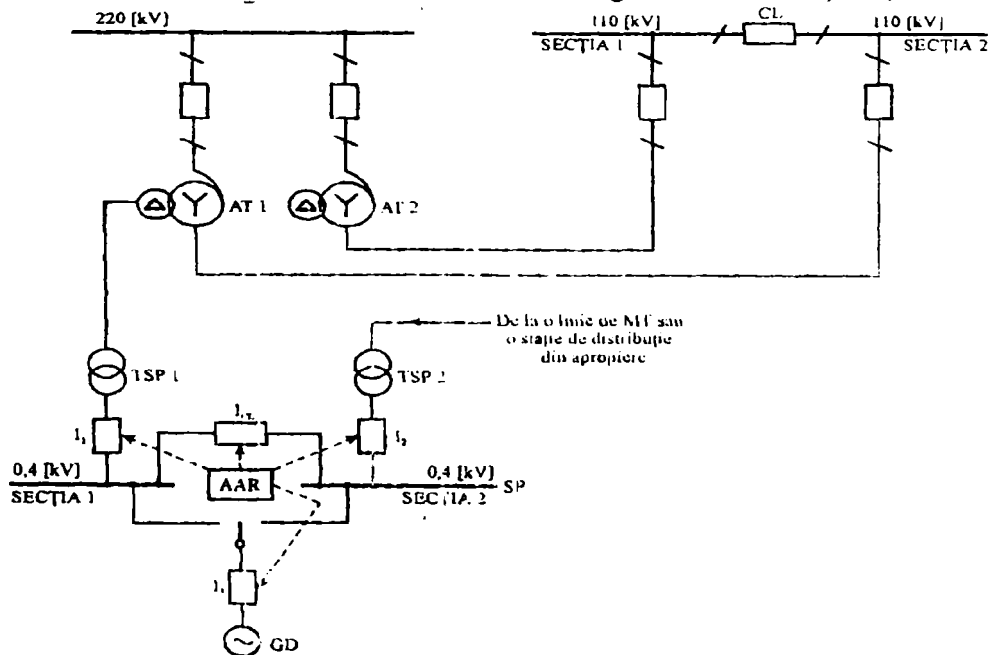


Fig. 3.3 Alimentarea în condițiile a 2 AT la nivele de 110 kV respectiv 220 kV

3) În stație există două AT racordate atât la nivelul de 220 kV cât și la nivelul de 110 kV la aceeași bare colectoare sau la secții diferite de bare legate între ele prin cuplă longitudinală, (fig. 3.4). Alimentarea normală a serviciilor proprii se va asigura din terțiarul unui AT (fig. 3.4. a) sau din terțiarul numai unuia dintre ele (fig. 3.4. b), alegerea AT făcându-se prin intermediul separatoarelor S_1 și S_2 , iar alimentarea de rezervă se va asigura ca în situația 1).



a)

POLITEHNICĂ
TIMIȘOARA
BIBLIOTECA CENTRALĂ

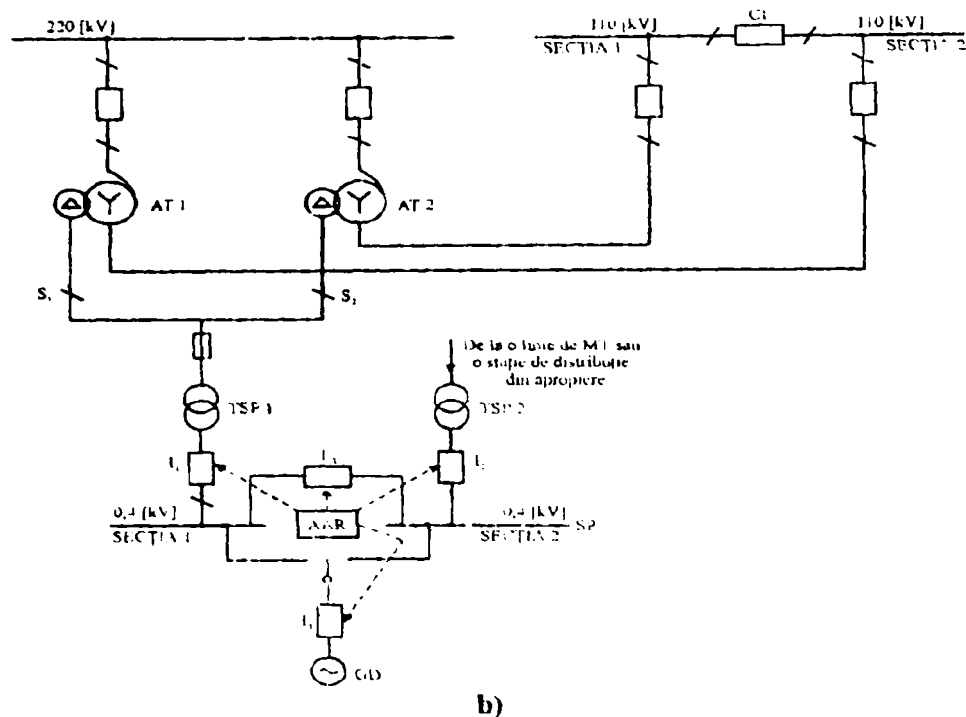


Fig. 3.4. Alimentarea serviciilor proprii în stații cu 2 AT alimentate de pe secții de bare diferite:
 a) alimentarea normală din terțiarul AT1;
 b) alimentarea normală din terțiarul AT1 sau terțiarul AT2

La partea de 0,4 kV, în toate variantele, instalația de distribuție principală cuprinde un sistem simplu de bare colectoare secționat, fiecare TSP fiind racordat la una din secții prin întreruptoare de protecție, montate cât mai aproape de bornele acestora, iar între secții există întrerupător automat (I_{CL}) cu rol de cuplă longitudinală. Dacă cele două TSP reprezintă surse normale (vezi fig. 3.3) ele vor funcționa, de regulă, separat (I_{CL} - deschis), fiecare fiind conectată în permanență la secția de bare respectivă. La căderea unuia din TSP, celălalt TSP preia integral sau parțial (funcție de natura consumatorilor) consumul de pe ambele secții, cuplarea secțiilor făcându-se automat prin AAR. Dacă numai un TSP este sursă normală (cazurile din fig. 3.2, fig. 3.3 și fig. 3.4 când unul din TSP se consideră în rezervă), în regim normal secțiile sunt cuplate între ele (I_{CL} - închis și întrerupătorul TSP în rezervă - deschis), și alimentate din sursa normală. Dacă stația este de importanță deosebită, se prevede și sursă de siguranță (grup Diesel), care, la căderea ambelor TSP, va intra în funcțiune automat (prin AAR), alimentând secțiile de bare, dar preluând alimentarea numai a consumatorilor de categoria 1 și 2, cu următoarele precizări:

- când în stație sunt două AT și se rezervează reciproc, dar alimentarea normală a SP se face numai de la unul (cazul din fig. 3.4), sursa de siguranță nu preia serviciile proprii ale ambelor AT - uri ci numai a celui care rămâne în funcțiune (în cazul din fig. 3.4 a, numai a AT - ului la care nu este racordat TSP, dacă acesta intră în funcțiune, fiindcă dacă la o avarie nu este afectată funcționarea AT - ului de la care se alimentează TSP, nu este nevoie de intrarea în funcțiune a sursei de rezervă);
- când în stație sunt două AT, ambele constituind surse normale, sau unul normală și celălalt rezervă (cazul din fig. 3.3), respectiv când în stație există numai un AT (cazul din fig. 3.2), sursa de siguranță nu preia alimentarea SP a AT - urilor (deoarece în acest caz se consideră că alimentarea SP din terțiarele AT nu se mai poate face din cauza dispariției alimentării sau a scoaterii din funcțiune a AT - urilor, deci funcționarea instalațiilor lor auxiliare devine inutilă).

Transformatoarele de servicii proprii TSP, în schemele din fig. 3.2 și fig. 3.3 teoretic se pot racorda la terțiarele AT în una din următoarele variante:

- a. direct, fără aparat de comutație, prin bare rigide neizolate;

- b. direct, în montaj capsulat sau prin bare rigide izolate;
- c. prin intermediul unui separator în serie cu o siguranță fuzibilă pe fază sau întreruptor, iar în fig. 3.4 între bornele TSP și punctul comun al separatoarelor poate fi sau nu intercalată o siguranță fuzibilă sau întreruptor.

Soluția de conectare depinde de comportarea terțiarului AT la eventuale scurtcircuite pe acest racord și în TSP, precum și de efectele scoaterii din funcțiune a unui AT asupra funcționării SEE, ca urmare a unor astfel de scurtcircuite.

În variantele a. și b., un scurtcircuit pe racord sau în TSP, conduce la scoaterea din funcțiune a AT - ului pe toată durata remedierii racordului, respectiv până la înlocuirea TSP - ului defect. Deosebirea dintre aceste două variante constă în faptul că în varianta b., practic, sunt excluse scurtcircuitele pe racord, dar valoarea investiției este mult mai mare decât în varianta a..

În varianta c. și în fig. 3.4 numai eventualele scurtcircuite din amonte de separator conduc la scoaterea din funcțiune a AT - ului pe durata remedierii racordului. Scurtcircuitele în zona racordului dintre siguranța fuzibilă, respectiv întreruptor și separator conduc la scoaterea din funcțiune a AT - ului numai pe durata efectuării manevrei de izolare a locului defect prin separator, iar scurtcircuitele pe racord în aval de siguranța fuzibilă, respectiv întreruptor sau în TSP, nu conduc la scoaterea din funcțiune a AT - ului dar solicită electrodinamic și termic înfășurările acestuia.

În ceea ce privește comportarea înfășurării terțiare a AT - ului la scurtcircuit, trebuie avut în vedere că fabrica constructoare garantează această înfășurare pentru următoarele valori [31]:

- termic: 18 kA ef, timp de 2 s;
- dinamic: 46 kA val. momentană.

Dacă solicitările înfășurării terțiare, la un eventual scurtcircuit pe racord depășesc aceste valori, pe racord se va intercala o bobină de reactanță (BR) care să conducă la limitarea valorilor curentului de scurtcircuit sub cele garantate de fabricant, iar în amonte de aceasta se vor lua măsuri (ecranarea sau izolarea fazelor) pentru evitarea producerii scurtcircuitelor.

În sensul schemelor de alimentare mai sus propuse, în cele ce urmează se consideră schemele propuse pentru stația de 400/220/110 kV ARAD [31]. Se menționează că această stație nu mai dispune de compensator sincron.

3.2.3 Studiu de caz. Alimentarea serviciilor proprii din stația 400/220/110 kV ARAD din terțiarul AT1-propunere.

a) Situația existentă:

În prezent serviciile proprii din stația 400/220/110 kV Arad sunt alimentare din 4 posturi de transformare și anume:

- TSI 1 și TSI 2 - pentru alimentarea PSP c.a. - stația 220/110 kV;
- TSI 3 și TSI 4 - pentru alimentarea PSP c.a. - stația 400 kV.

Posturile de transformare sunt alimentate astfel :

- TSI 2 și TSI 4 - alimentate din cablu de 6 kV racordat la barele CET Arad;
- TSI 1 și TSI 3 - racordate la LEA 20 kV Sere, respectiv Uzina de Apă.

Conform proiectantului instalațiilor din stația 400/220/110 kV Arad [3.15.] pierderea de tensiune pe distribuție de j.t. din stație este:

- între trafo m.t./0,4 și bara j.t. PSP - 1 %;
- cumulat pe LEA Sandorfalva, AT, T, BC, LEA Mintia, LEA Oradea, peste 13%;
- cumulat pe CTf, CTV este de 15%;
- rest circuite, de 7%.

încadrându-se în pierderea de tensiuni indicată în proiect de +10% U_n și -15% U_n pentru buna funcționare a instalațiilor.

Conform recomandărilor furnizorului de AT [40] pentru alimentarea serviciilor proprii din stație din terțiarul AT, se indică :

- punerea la masă a terțiarului să se facă prin intermediul primarului transformatorului de servicii proprii, care ar putea să fie stea sau zig-zag (prin nului primarului);
- secundarul transformatorului de servicii proprii de 0,4 kV poate sa aibă puterea necesară consumului de energie electrică pentru serviciile proprii din stație.

În conformitate cu datele din cartea tehnică a autotransformatorului terțiarul este dimensionat pentru o putere de scurtcircuit de 1,2 GVA, 10,5 kV, $I_{sc}=52$ kA, iar în documentația compensatorului sincron, instalațiile sunt dimensionate corespunzător puterii de scurtcircuit pentru treapta de tensiune utilizată.

La serviciile proprii, pentru reducerea puterii de scurtcircuit s-a prevăzut un reactor, limitându-se puterea de scurtcircuit la $S_{sc}=168.2$ MVA la bornele serviciilor proprii si un curent pentru stabilitatea termică de 13,95 kA.

Pentru stația 400/220/110kV Arad alimentarea serviciilor proprii se poate efectua din terțiarul AT I, consumul stației estimându-se la aproximativ 450 kVA (inclusiv instalația Hering).

Conform calculelor puterilor medii din energia consumată, rezultă următorul consum :

- pe stația 400 kV -120 kW;
- pe stația 220/110 kV - 120 kW;
- gospodăria de ulei - 83 kW (cu centrifuga existentă).

b. Soluții de alimentare propuse.

S-au analizat următoarele variante de alimentare a serviciilor proprii ale stației 400/220/110 kV din terțiarul autotransformatorului. [31]

Varianta I (fig.3.5)- alimentarea SI ale stației 400/220/110 kV din terțiarul AT, cu următoarele modificări:

Subvarianta I A.

- înlocuire TSI 6 - corespunzător indicațiilor E.P. Craiova;
- modificarea AAR în PSP c.a. CS (practic, anulare);
- înlocuire întreruptor sosire în PSP c.a. compensator sincron;
- înlocuire întreruptor cuplă în PSP c.a. compensator sincron;
- înlocuire întreruptor sosire din PSP c.a. stație 220/110 kV în PSP c.a. CS;
- echipare plecare j.t. în PSP c.a. CS pentru alimentarea SI din stația 400 kV;
- LES j.t. în cablu din Cu 2x(3x240x120) mm (două cabluri în paralel) în lungime de 310 m pentru încadrarea în pierderile de tensiune pe cablu (conf. proiect ISPE);
- demontare cablu existent între PSP c.a. din stația 400 kV și TS1-3 20/0,4 kV și racordarea în locul lui a celor două cabluri din Cu proiectate;
- înlocuire TT și TC în posturile TSI-3 și TSI-4 în concordanță cu consumul;
- montare contoare în PT TSI 3 și PT TSI 4;
- modificare AAR la PSP c.a. stație 400kV, modificare determinată de noua soluție de alimentare;
- alimentarea gospodăriei de ulei din PSP c.a. SI-CS, cu mufare cablu existent cu un cablu din Al 150 mm în lungime de aproximativ 130 m, (ținând cont și de noile posturi care vor fi prevăzute pe proiectul Metering și care să nu afecteze serviciile proprii ale stației 220/110 kV);
- montare TC pe sosire din PSP c.a. CS în PSP c.a. SI stație 220 kV;
- înlocuire întreruptor pe sosire din PSP c.a. CS în PSP c.a. SI stație 220/110 kV;

- modificare AAR j.t. între sursa dinspre PSP c.a. CS și sursa trafo TSI-2;
- LES j.t. între PSP c.a. SI stație 220/110 kV și PSP c.a. CS cu cablu Al $2 \times (3 \times 150 + 70 \text{ mm}^2)$, lungime 110 m.

Subvarianta I B.

- înlocuire TSI 6
- modificarea AAR în PSP c.a. CS (practic, anulare);
- înlocuire întreruptor sosire în PSP c.a. compensator sincron;
- înlocuire întreruptor cupla în PSP c.a. compensator sincron;
- înlocuire întreruptor sosire din PSP c.a. stație 220/110 kV în PSP c.a. CS;
- echipare plecare j.t. în PSP c.a. CS pentru alimentarea SI din stația 400 kV;
- LES j.t. în cablu din Cu $2 \times (3 \times 240 \times 120) \text{ mm}$ (două cabluri în paralel) în lungime de 310 m pentru încadrarea în pierderile de tensiune pe cablu;
- demontare cablu existent între PSP c.a. din stația 400 kV și TSI-3 20/0,4 kV și racordarea în locul lui a celor două cabluri din Cu;
- înlocuire TT și TC în posturile TSI-3 și TSI-4 în concordanță cu consumul;
- montare contori în PT TSI 3 și PT TSI 4;
- modificare AAR la PSP c.a. stație 400kV, modificare determinată de noua soluție de alimentare;
- alimentare gospodăriei de ulei din P'SP c.a. SI stație 220/110 kV racordat la întreruptor Q 127 (din care se demontează plecarea spre compensator sincron) prin LES j.t. cu cablu din Al 150 mm^2 , în lungime de 25 m, între PSP c.a. și cablu existent din zona TSI-2;
- montare TC pe sosire din PSP c.a. CS în PSP c.a. SI stație 220 kV;
- înlocuire întreruptor pe sosire din PSP c.a. CS în PSP c.a. SI stație 220/110 kV;
- modificare AAR j.t. între sursa dinspre PSP c.a. CS și sursa trafo TSI-2;
- LES j/t între PSP c.a. SI stație 220/110 kV și PSP c.a. CS cu cablu Al $2 \times (3 \times 150 + 70 \text{ mm}^2)$, lungime 110 m.

Varianta II. Constă în alimentarea TSI 2 și TSI 3 prin intermediul TSI 5:

- înlocuirea TSI 5 conform indicațiilor furnizorului AT [31];
- montare contoare în TSI 3 și TSI 4;
- înlocuire TT și TC în TSI 3 și TSI 4;
- TSI 6 în repaus, iar alimenarea PSP c.a. CS din PSP c.a. stație 220/110 kV pin cablu j.t. existent.

c. Comparații între cele două variante propuse

- varianta II comportă mai puține lucrări în comparație cu varianta I;
- varianta II prezintă o flexibilitate și o siguranță mărită față de varianta I;
- varianta II nu modifică structura AAR j.t. existent și nici plecările din cadrul PSP c.a.;
- varianta II are dezavantajul că se necesită acționarea manuală a separatorului din celula de sosire CET, în cazul când dispăre tensiunea din terțiarul A T 1 ;
- varianta II prezintă dezavantajul unei duble transformări cu pierderile aferente și pierderi suplimentare de mers în gol la TSI 1 și TSI 3. În cazul variantei I pierderile de mers în gol sunt la TSI 2 și TSI 4, iar pierderile în sarcină în cablurile care alimentează PSP c.a. pentru stația 400 kV și stația 220/110 kV;
- varianta I impune luarea deciziei de menținere sub tensiune, sau nu, a transformatoarelor TSI 1 și TSI 3;
- în ambele variante se mențin în funcțiune instalațiile existente în clădirea CS, instalații

aferește alimentării serviciilor proprii, inclusiv bateria de 60 V c.c.

Din analiza variantelor s-a ales varianta II cu următoarele precizări:

- caracteristicile TSI 5 vor fi cele indicate de furnizorul AT;
- protecțiile utilizate, inclusiv reglajele necesare pentru AT + PSP c.a. vor fi confirmate de UnO-DEN.

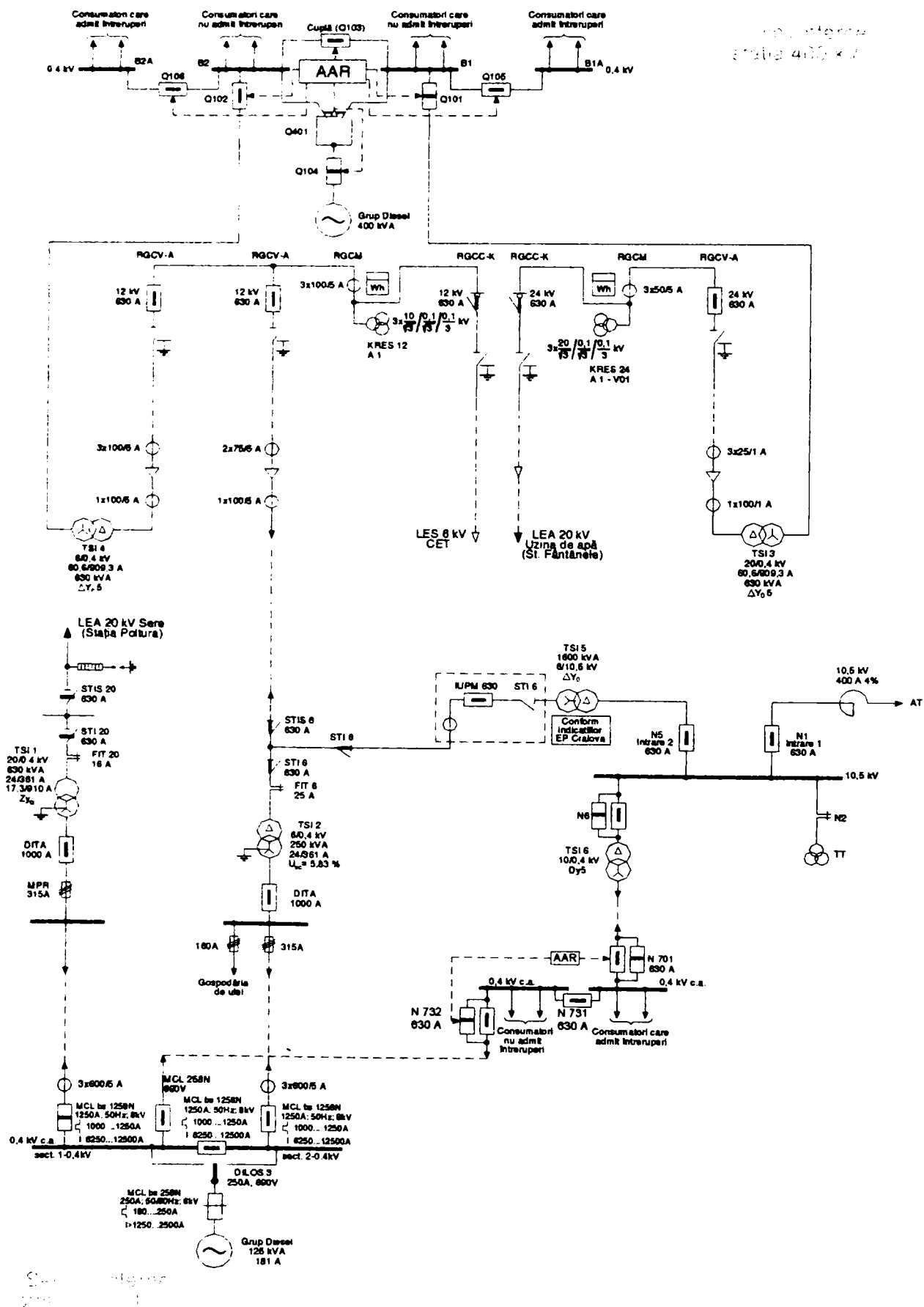


Fig. 3.5. Varianta I de alimentare a stației 400/220/110 kV Arad

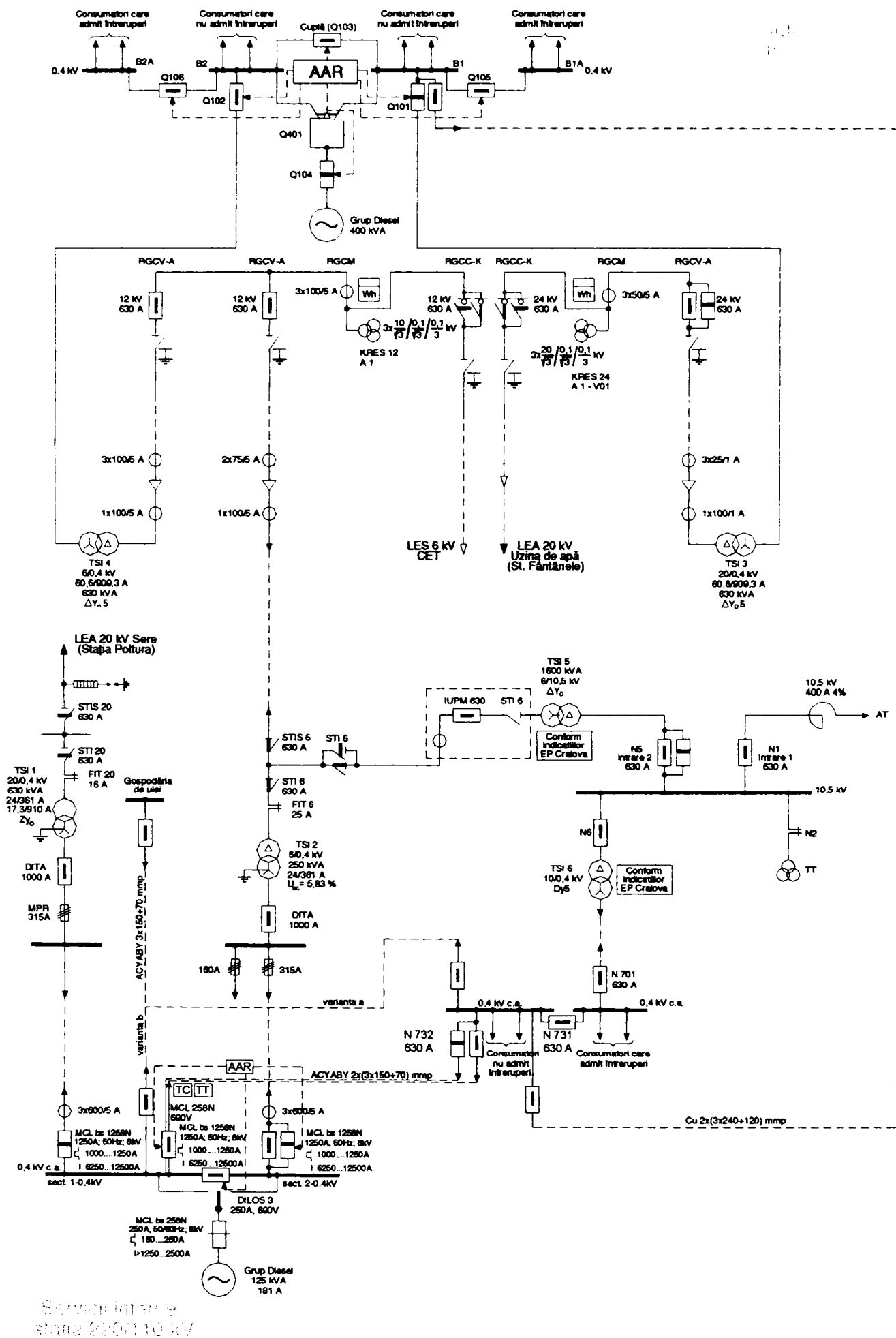


Fig. 3.6. Varianta II de alimentare a stației 400/220/110 kV Arad

3.3 Calculul curenților de scurtcircuit.

Așa cum a rezultat din paragrafele anterioare acestui capitol, problema esențială a alimentării serviciilor proprii din terțiarul AT, o constituie asigurarea siguranței în funcționarea AT, dată fiind puterea nominală a înfășurării terțiară vis a vis de puterea reclamată de serviciile proprii. În acest sens este necesar a cunoaște valorile curenților de scurtcircuit în condițiile unor scurtcircuite produse la bornele înfășurărilor AT-ului.

3.3.1 Generalități [30],[34].

Scurtcircuitul corespunde unei legături neprevăzute care se stabilește între fazele rețelei electrice în general, sau între faze și pământ. Problematika scurtcircuitelor poate fi redată sintetic în schema prezentată în fig. 3.6. În acest fel poate fi identificat și locul și rolul calculului curenților de scurtcircuit.

Din cele prezentate în fig. 3.6 se constată că un rol foarte important la problematica curenților de scurtcircuit și în mod deosebit al calculului curenților de scurtcircuit îl au considerarea ipotezelor simplificatorii și metoda de calcul folosită. Ipotezele acceptate și metoda folosită poate conduce la rezultate optimiste și pesimiste.

Astfel desconsiderarea rezistențelor elementelor de rețea, considerarea în fază a tensiunilor electromotoare a surselor de tensiune, considerarea pe durata scurtcircuitului a sarcinii constante sunt ipoteze optimiste, care de regulă conduc la valori mai mari a curenților de scurtcircuit, decât a celor existente în realitate. Neconsiderarea contribuției sarcinilor rotative la mărimea curenților de scurtcircuit, a pendulărilor generatoarelor sincrone, a elementelor derivație din schemele echivalente sunt ipoteze pesimiste, care adaptate conduc la valori mai mici pentru curenții de scurtcircuit. Desigur este foarte important a cunoaște ponderea pe care o au unele și celelalte din ipotezele acceptate.

În cazul serviciilor proprii fără îndoială o pondere însemnată îl au motoarele asincrone de putere relativ mică $p < 5$ kW, care acționează pompe și ventilatoare fiind alimentate de pe bara comună de 0,4 kV. În condițiile în care în rețeaua lor de alimentare apare un scurtcircuit, participarea motoarelor care funcționează la mărimea curentului de scurtcircuit este fără îndoială nesemnificativă, dată fiind puterea de scurtcircuit a sistemului pe barele de înaltă tensiune, totuși în literatură se fac unele aprecieri [35], [45] avându-se în vedere: parametrii tranzitorii ai motorului, puterea nominală a acestora, numărul perechilor de poli și valoarea reactanțelor de legătură dintre motoare și locul de scurtcircuit. Contribuția este semnificativă în primele momente ale scurtcircuitului și ea afectează valoarea curentului de șoc. Dacă se are în vedere că între motoare și AT sunt interpușe elemente de rețea: linii și transformatorul de servicii proprii, eventual și bobine de limitare este greu de crezut că participarea motoarelor asincrone la mărimea curentului de scurtcircuit este sesizabilă [45].

În cele ce urmează se vor face referiri concrete la modul de calcul al curenților de scurtcircuit în cazul unei stații de transformare de 220/110 kV ce dispune de un AT cu trei înfășurări, înfășurarea de medie tensiune (10,5 kV) fiind folosită pentru alimentarea serviciilor proprii.

3.3.2 Tipuri de curenți de scurtcircuit calculați

Calculul curenților de scurtcircuit are drept scop verificarea la solicitările termice și electrodinamice produse de curenții de scurtcircuit asupra înfășurării terțiare a AT.

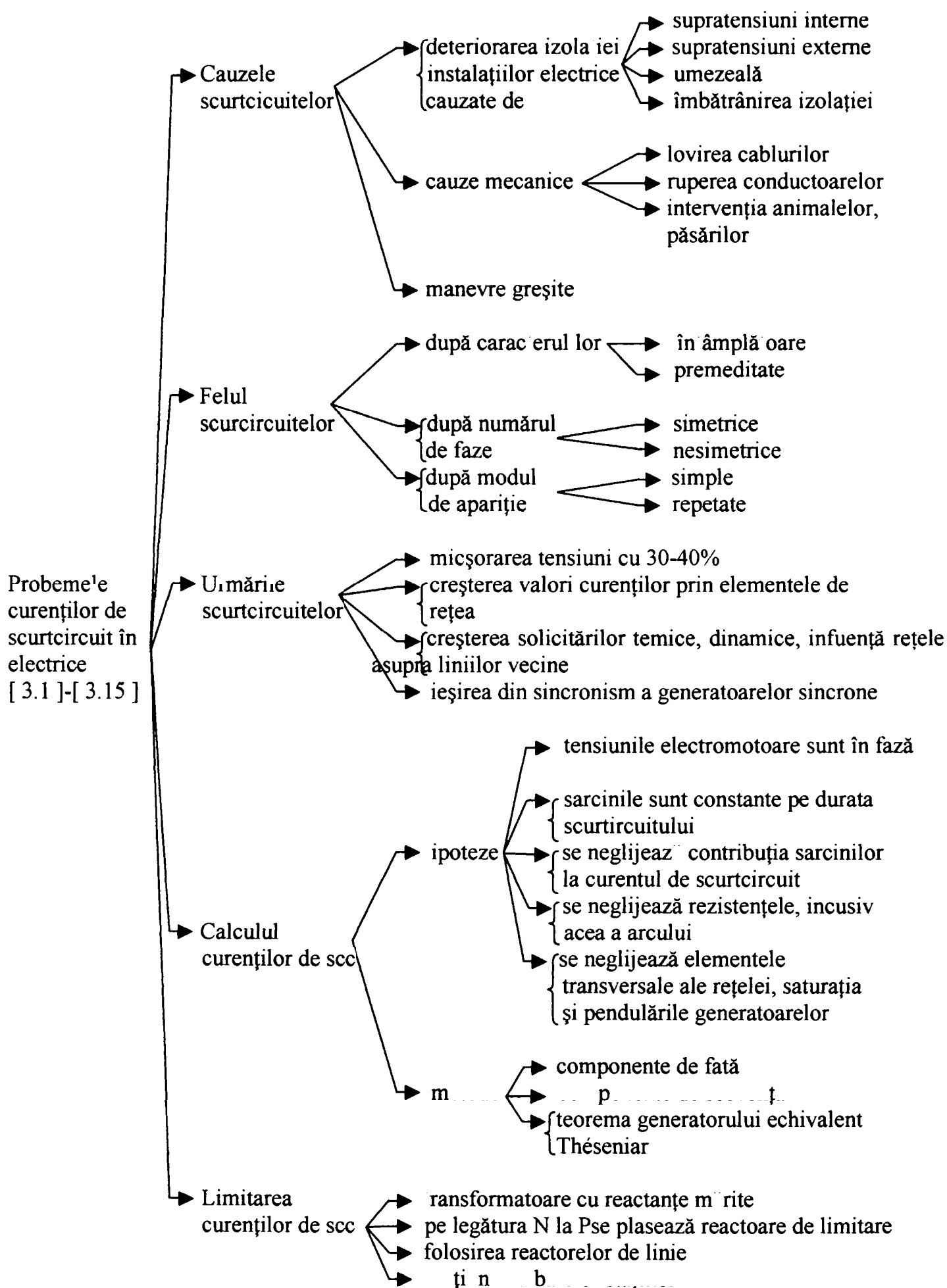


Fig. 3.6 Problemele curenților de scurtcircuit

Pentru aceasta s-au considerat trei variante posibile de scheme de conectare a AT în circuit și anume [31]:

1. Terțiarul AT este neconectat în circuit (în gol) - situația corespunde majorității AT din stațiile de transformare actuale de 220/110 kV;
2. Terțiarul AT alimentează consumatorii din serviciile proprii ale stației, prin intermediul unui TSP, fără ca între aceste elemente să existe bobină de reactanță;
3. Terțiarul AT alimentează consumatorii din serviciile proprii ale stației, prin intermediul unui TSP și pentru limitarea curenților de scurtcircuit, între terțiarul AT și primarul TSP se conectează o BR pentru limitarea curenților de scurtcircuit.

Calculul a fost efectuat în conformitate cu PE 134 – 95, Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV [34]. Au fost considerate tipurile de scurtcircuite care pot conduce la valorile cele mai mari ale curenților de scurtcircuit prin înfășurările AT (fig. 3.7.) și anume: 3 F în punctele k1 (barele de 220 kV ale stației), k2 (barele de 110 kV ale stației), k3 (barele de 10,5 kV ale serviciilor proprii) respectiv k4 (barele de 0,4 kV ale serviciilor proprii), 3F produs simultan în punctele k1 și k2 și apoi FN produs în punctele k1, k2 și simultan în k1 și k2. Evident că în situația nealimentării serviciilor proprii din terțiarul AT, scurtcircuitele produse în k3 respectiv k4 nu se iau în considerare.

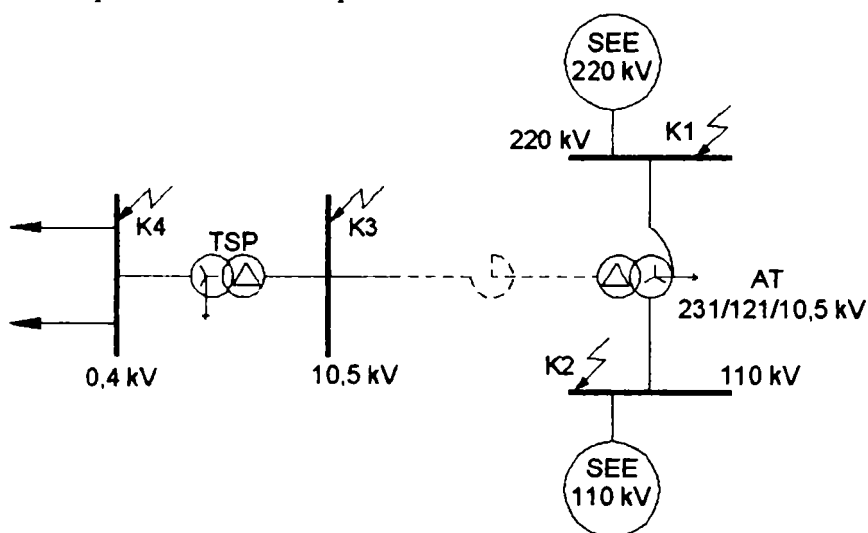


Fig. 3.7. Localizarea pe schema electrică simplificată a stației a locurilor de producere a scurtcircuitelor

Curenții din regimul de scurtcircuit au fost calculați în situația cea mai dezavantajoasă, mai precis prin considerarea valorilor maxime ale puterilor de scurtcircuit echivalente, cu care intervin sistemele electroenergetice echivalente reduse la barele de 220 kV respectiv 110 kV (20000 MVA respectiv 6000 MV A). De asemenea trebuie menționat că TSP s-a considerat ca având puterea nominală cea mai mare uzuală pentru transformatoare de 10/0,4 kV ($S_n = 1600$ kVA, $\Delta P_{Fe n} = 2,2$ kW, $\Delta P_{Cu n} = 14,96$ kW, $u_{sc n} = 6\%$, $i_{g n} = 1,3\%$), fiind încărcate cu o sarcină relativ mare ($P = 1$ MW, $Q = 0,6$ MV. Pentru limitarea curenților de scurtcircuit în înfășurarea terțiară a AT, s-a considerat folosirea unei bobine de reactanță având $U_n = 10,5$ kV, $I_n = 400$ A și $X\% = 4\%$.

S-au calculat: curenții la locul de scurtcircuit, curenții dinspre SEE 220 kV și SED 110 kV, curenții prin cele trei înfășurări ale AT, curenții prin cele două înfășurări ale TSP și apoi valoarea de vârf a curenților de șoc de scurtcircuit respectiv curenții de scurtcircuit echivalent de 1s prin înfășurarea terțiară.

În continuare se vor prezenta elementele parcurse în cadrul tehnicii efective de calcul. Astfel:

a) Ipoteze de calcul. Calculul complet al curenților de scurtcircuit trebuie să exprime variația în timp a curenților de scurtcircuit de la momentul producerii acestuia până la eliminarea lor completă, în concordanță cu valorile instantanee ale tensiunii la începutul scurtcircuitului.

Așa cum este cunoscut, evoluția curentului de scurtcircuit este direct influențată de poziția locului de scurtcircuit față de generatoarele centralelor sistemului. Astfel, în cazul de față scurtcircuitul este departe de generator, ca urmare componenta periodică alternativă a curentului de scurtcircuit are o valoare practic constantă $I_k'' = I_k$ pe toată durata scurtcircuitului.

În acest caz prezintă interes numai valoarea componentei simetrice de curent alternativ și valoarea de vârf - $i_{\text{șoc}}$ a curentului de scurtcircuit.

Curentul $i_{\text{șoc}}$ depinde de constanta de timp de decrement a componentei aperiodice și de frecvență, adică de raportul R/X al impedanței de scurtcircuit Z_k și este maxim dacă scurtcircuitul se produce la trecerea tensiunii prin zero. Dacă rețeaua este radială, definirea lui Z_k și firește a raportului R/X este foarte clară; în schimb dacă rețeaua de alimentare este buclată se pot defini mai multe constante de timp; corespunzătoare diferitelor căi de alimentare [35].

Astfel în [34] se recomandă calculul curentului $i_{\text{șoc}}$ folosind relația:

$$i_{\text{șoc}} = x \cdot \sqrt{2} \cdot I_k \quad (3.1)$$

unde x se alege din figura 3.8 în funcție de:

- raportul R/X, sau
- raportul X/R.

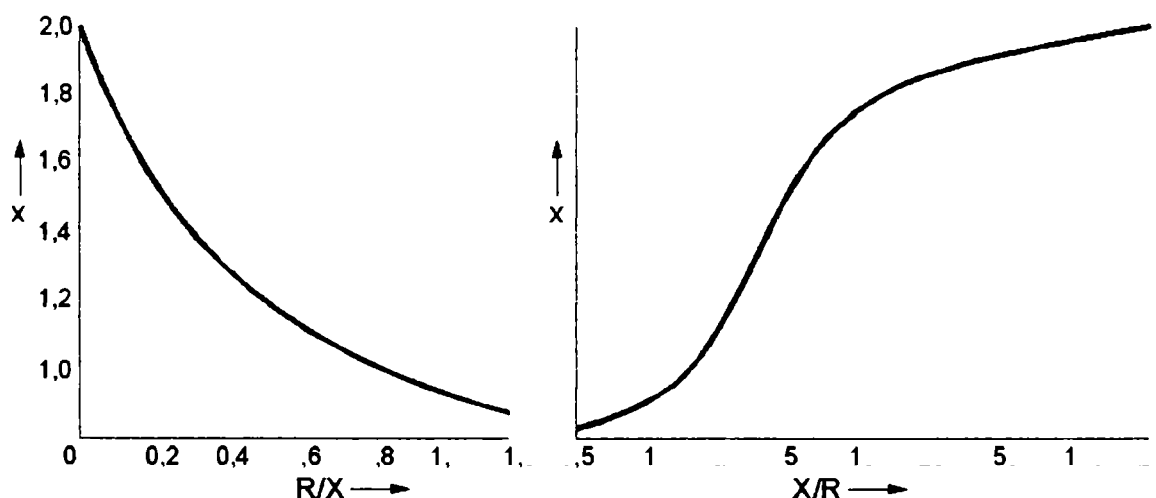


Fig. 3.8. Variația factorului de șoc x pentru un circuit serie, în funcție de:
a) raportul R/X; b) raportul X/R

Sau, se poate calcula cu relația aproximativă:

$$x = 1,02 + 0,93 \exp(-3R/X)$$

Pentru rețelele buclate ce alimentează scurtcircuitul se pot considera următoarele simplificări:

- Raportul R/X se consideră constant; $x = x_a$, unde x_a se determină din fig. 3.8 considerând cel mai mic raport R/X, respectiv cel mai mare pentru X/R al tuturor ramurilor.
- Raportul R/X sau (X/R) este cunoscut în punctul de defect pentru ansamblul rețelei, adică $x = x_b$. În acest caz curentul de șoc se calculează cu relația:

$$i_{\text{șoc}} = 1,15x_b \cdot \sqrt{2} \cdot I_k \quad (3.2)$$

unde 1,15 este un coeficient de siguranță luat în considerare pentru a acoperi inexactitățile datorate utilizării unui raport de transformare obținut prin reducerea unei rețele buclate. Factorul x_b se obține din figura 3.8 considerând raportul R_k/X_k , calculate la frecvența $f=50\text{Hz}$. În rețelele de înaltă tensiune produsul $1,15x_b$ trebuie să fie mai mic decât 2,0.

- Se consideră o impedanță echivalentă $Z_c = R_c + j2\pi f_c \cdot L_c$, dacă în punctul de scurtcircuit există o sursă de tensiune echivalentă de frecvență $f_c=20\text{ Hz}$. Astfel:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f}$$

Cunoscându-se f_c și $f=50$ Hz, rezultă valoarea raportului R/X . Calculul efectiv al componentei staționare (permanente) a curentului de scurtcircuit se efectuează folosind metoda componentelor de secvență.

b) Aplicarea metodei componentelor de secvență la calculul curenților de scurtcircuit [30]; [34]; [35]; [37].

Este cunoscut faptul că, calculul regimurilor de funcționare în rețele trifazate echilibrate funcționând în regim simetric, se poate efectua prin reprezentarea pe fază, după o prealabilă echivalare a transformatoarelor cu conexiune triunghi în conexiune stea. Valorile obținute pentru calculul mărimilor pe o fază rămân aceleași pe celelalte două faze, dar sunt decalate cu $\pm 2\pi/3$.

O metodă mult mai elegantă este folosirea componentelor de secvență (Fortescue). Conform acestei metodei un sistem de trei fazori nesimetrice poate fi descompus în două sisteme de fazori simetrici: unul de secvență pozitivă (directă), altul de secvență negativă (inversă) și un sistem de fazori în fază (secvență zero sau homopolară). În cazul în care curenții și tensiunile sunt astfel reprezentate, pentru fiecare componentă se poate face analiza pe fază, obținându-se astfel simplificarea dorită.

Pentru mărimile de secvență, tensiuni și curenți, se pot scrie relațiile:

$$[\underline{U}_s] = [\underline{T}_U] \cdot [\underline{U}_f]$$

$$[\underline{I}_s] = [\underline{T}_I] \cdot [\underline{I}_f]$$

unde $[\underline{U}_s]$, $[\underline{I}_s]$ sunt matricele coloană ale tensiunilor și respectiv curenților de secvență, iar $[\underline{U}_f]$, $[\underline{I}_f]$ sunt matricele coloană ale tensiunilor și respectiv curenților de fază; $[\underline{T}_U]$, $[\underline{T}_I]$ sunt matricele de transformare de la mărimile de fază la cele de secvență; ele au expresia:

$$[\underline{T}]_f = [\underline{T}]_s = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Avându-se în vedere relațiile dintre matricele tensiunilor și curenților, adică:

$$[\underline{U}_f] = [\underline{Z}_f] \cdot [\underline{I}_f] \text{ și } [\underline{U}_s] = [\underline{Z}_s] \cdot [\underline{I}_s]$$

unde $[\underline{Z}_f]$ și $[\underline{Z}_s]$ sunt matricele pătrate ale impedanțelor de fază, respectiv de secvență, se poate scrie [34]:

$$[\underline{Z}_s] = [\underline{T}]^{-1} \cdot [\underline{Z}_f] \cdot [\underline{T}]$$

sau pentru elementele de rețea, considerându-le cu simetrie totală:

$$[\underline{Z}_s] = \begin{bmatrix} \underline{Z} + 2\underline{Z}' & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z} - \underline{Z}' & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z} - \underline{Z}' \end{bmatrix},$$

unde \underline{Z} este impedanța proprie de fază iar \underline{Z}' aceea mutuală dintre faze.

După cum se vede din expresia lui $[\underline{Z}_s]$, această matrice este una diagonală, fapt ce atestă că rețelele de secvență nu sunt cuplate inductiv sau capacitiv între ele ci numai galvanic.

Pentru stabilirea expresiei curentului de scurtcircuit la locul producerii scurtcircuitului, folosind metoda componentelor de secvență se parcurg următorii pași:

- în secțiunea de scurtcircuit se scriu relațiile dintre mărimile de fază: tensiuni și curenți;
- pe baza relațiilor dintre mărimile de fază, rezultă expresiile mărimilor de secvență: tensiuni și curenți;

- expresiile mărimilor de secvență permit stabilirea conexiunii dintre rețelele de secvență în secțiunea de scurtcircuit;
- aplicându-se teorema generatorului echivalent de tensiune, Thérenin la locul de scurtcircuit se scrie expresia curentului de scurtcircuit.
- Pentru scurtcircuitul metalic FN în secțiunea transversală (fig. 3.9) se pot scrie relațiile:

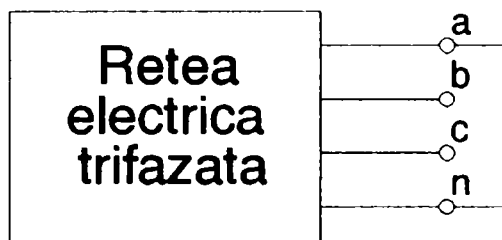


Fig. 3.9. Scurtcircuitul FN – reprezentare schematică

$$\underline{U}_a = 0 ; \underline{I}_b = \underline{I}_c = 0$$

Corespunzător, pentru mărimile de secvență se pot scrie relațiile:

$$\underline{U}^+ + \underline{U}^- + \underline{U}^0 = 0 \text{ și } \underline{I}^+ = \underline{I}^- = \underline{I}^0 \quad (3.3)$$

Din analiza relațiilor (3.3) rezultă că cele trei rețele de secvență sunt legate în serie (fig. 3.10).

Aplicând în continuare teorema lui Thérenin, se determină curentul de scurtcircuit monofazat în secțiunea de scurtcircuit. Astfel:

$$I_{SCFN} = \frac{3U_f}{\underline{Z}^+ + \underline{Z}^- + \underline{Z}^0},$$

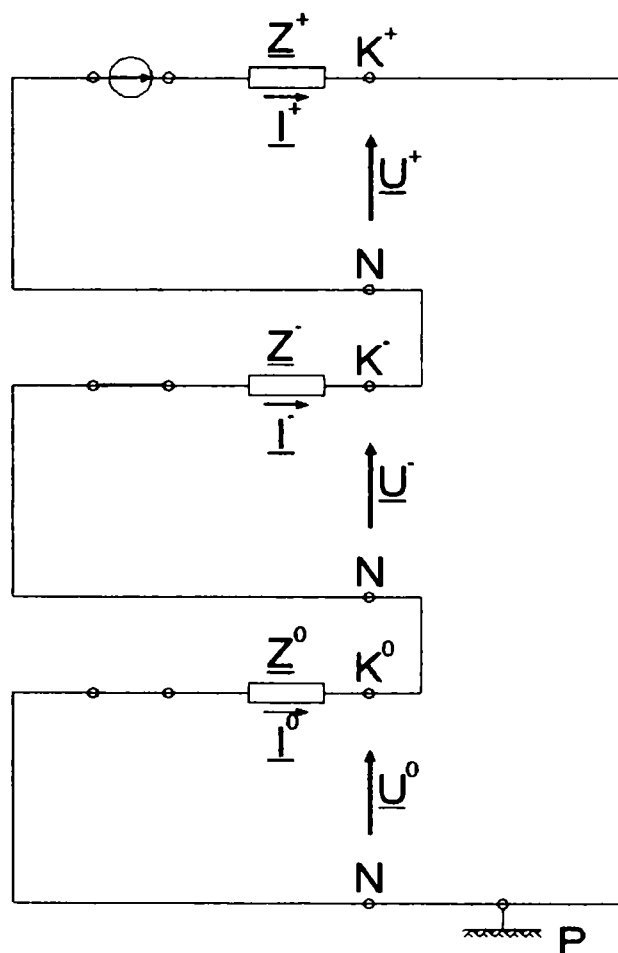


Fig. 3.10 Legarea schemelor de secvență la scurtcircuitul monofazat

unde:

\underline{U}_f este tensiunea de fază în secțiunea de scurtcircuit înainte de producerea scurtcircuitului, $\underline{Z}^+; \underline{Z}^-; \underline{Z}^0$ - impedanțele echivalente ale rețelei față de secvențele +, -, 0, văzute în secțiunea de scurtcircuit.

Dacă $\underline{Z}^+ = \underline{Z}^-$, atunci:

$$\underline{I}_{scFN} = \frac{3\underline{U}_f}{2\underline{Z}^+ + \underline{Z}^0}$$

- Pentru scurtcircuitul metalic 3FN în secțiunea transversală (fig. 3.11) se pot scrie relațiile:

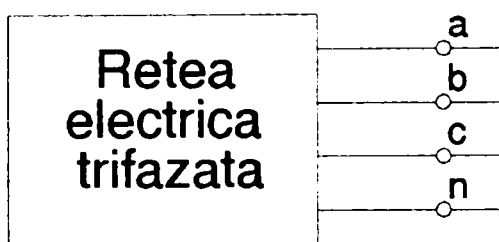


Fig. 3.11. Reprezentarea scurtcircuitului 3F(N)

$$\underline{U}_a = \underline{U}_b = \underline{U}_c = 0$$

Ca urmare a tensiunilor de secvență devin zero, adică $\underline{U}^+ = \underline{U}^- = \underline{U}^0 = 0$, între rețelele de secvență realizându-se conexiunea din figura 3.12.

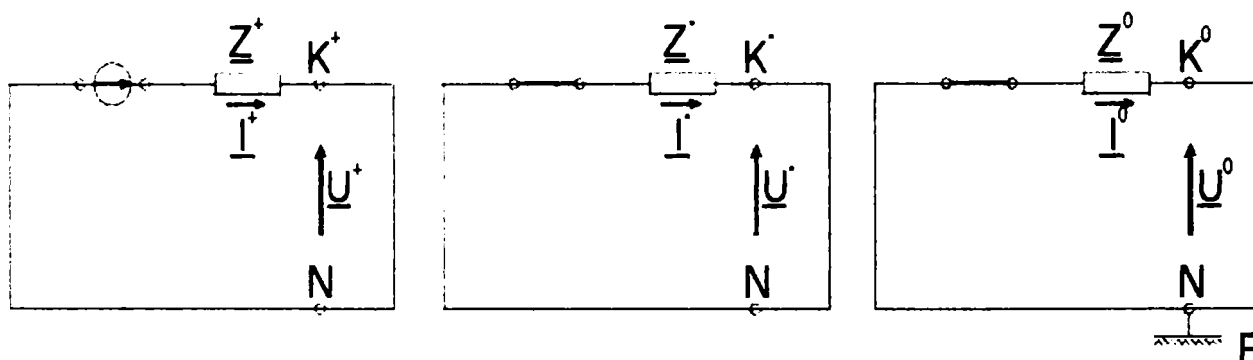


Fig. 3.12. Legarea schemelor de secvență la scurtcircuitul trifazat

Pentru curentul de scurtcircuit trifazat se poate scrie relația:

$$\underline{I}_{scFN} = \frac{\underline{U}_f}{\underline{Z}^+}$$

La scurtcircuitul monofazat intervine schema echivalentă a rețelei față de secvența homopolară. În acest sens s-a considerat util a prezenta câteva elemente privind calculul impedanței de secvență homopolară a unor elemente de rețea: transformatoare și autotransformatoare.

c) Estimarea impedanței de secvență homopolară a transformatoarelor și autotransformatoarelor [29], [30], [36], [42].

- Transformatoare cu două înfășurări

Impedanța de secvență homopolară a transformatoarelor depinde în mare măsură de construcția circuitului magnetic și de schema de conexiuni a înfășurărilor.

Întrucât transformatoarele sunt construite trifazat simetrice și deoarece secvența directă (sau inversă) de curenți, sau tensiuni, reprezintă un sistem trifazat simetric, tensiunea electromotoare

indusă de fluxul din miez se transmite în întregime în secundar și astfel transformatorul funcționează ca un element intermediar (de transfer) în schemă [3.8.]

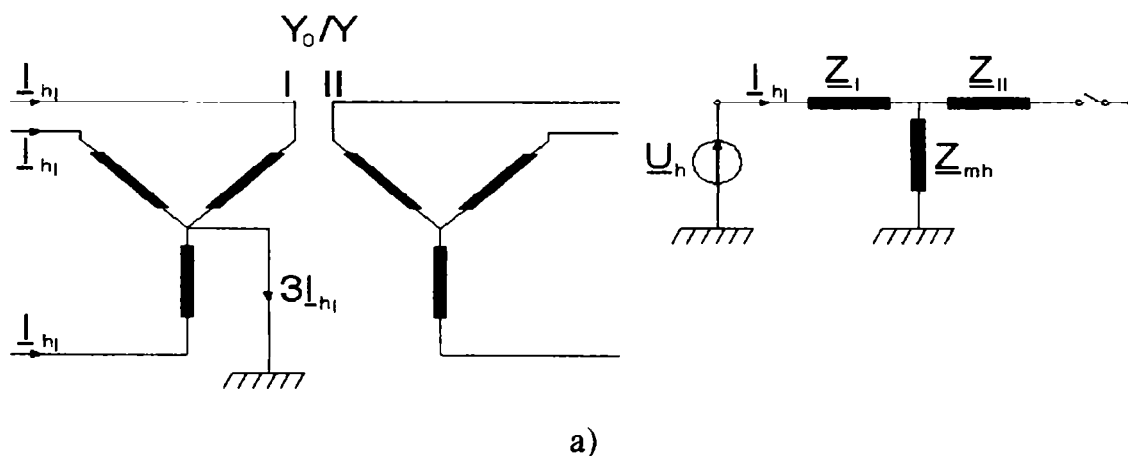
În cazul apariției sistemului de curenți homopolari, pământul reprezintă calea de întoarcere a acestor curenți spre sursa de alimentare și pentru ca transformatoarele din sistem să admită circulația acestor curenți homopolari, este necesar ca ele să aibă neutrul corespunzător înfășurării în care apar curenții homopolari legat la pământ. Astfel, impedanța de succesiune homopolară a transformatorului, determinată dinspre înfășurarea conectată în triunghi, sau în stea cu neutrul izolat, este infinită, deoarece în aceste condiții este exclusă posibilitatea circulației curenților homopolari în transformatorul dat, independent de modul de conexiune al celorlalte înfășurări. O valoare finită a impedanței de secvență homopolară a transformatorului, se poate obține numai dinspre partea înfășurării acestuia conectată în zig-zag sau stea cu neutrul legat la pământ [40], [44].

În figurile 3.13. a b și c sunt date principalele scheme de conexiune a înfășurărilor transformatorului cu două înfășurări, la care tensiunea de succesiune homopolară aplicată la înfășurarea I provoacă curenți de aceeași succesiune într-una, sau în ambele înfășurări. În partea dreaptă a fiecărei scheme de conexiune a înfășurărilor, sunt indicate schemele echivalente ale transformatorului pentru curentul de succesiune homopolară [32]. Sunt, de asemenea, prezentate expresiile impedanțelor homopolare văzute la borne. S-au folosit următoarele notații: Z_{mh} , reprezintă impedanța de magnetizare de secvență homopolară a transformatorului; Z_I reprezintă impedanța de dispersie a înfășurării primare; Z_{II} , reprezintă impedanța de dispersie a înfășurării secundare, raportată la primar.

Dacă transformatorul prezintă neutrul legat la pământ (conexiunea zig-zag sau stea cu neutrul legat la pământ), curenții homopolari vor pătrunde în transformator, străbat primarul acestuia, dar nu întotdeauna se pot forma curenți în secundar. La conexiunea secundară în stea a transformatorului, curenții homopolari nu pot lua naștere și deci secundarul este în gol (fig. 3.13 a).

În conexiunea secundară în stea cu neutrul legat la pământ, curenții homopolari se pot închide în secundarul transformatorului, cu condiția ca în rețeaua legată galvanic cu acest secundar să mai existe încă un transformator (sau un alt element de rețea) ce are neutrul legat la pământ și care asigură o cale de închidere a curenților homopolari (fig. 3.13 b). Atunci când această condiție este respectată, în schema de succesiune homopolară participă atât transformatorul, cât și toate elementele prin care circulă curenții de succesiune homopolară, pe ambele părți ale transformatorului. Dacă această condiție nu este respectată, schema echivalentă va fi identică cu aceea corespunzătoare conexiunii înfășurărilor Y_0/Y (fig. 13.3 a), ceea ce corespunde regimului de mers în gol al transformatorului.

În conexiunea secundară în triunghi, curenții se pot închide, dar nu pot părăsi transformatorul (fig. 3.13 c). Întreaga rețea conectată pe partea triunghiului nu intră în schema de succesiune homopolară, în cazul în care tensiunea homopolară este aplicată pe partea înfășurărilor legate în stea cu neutrul la pământ.



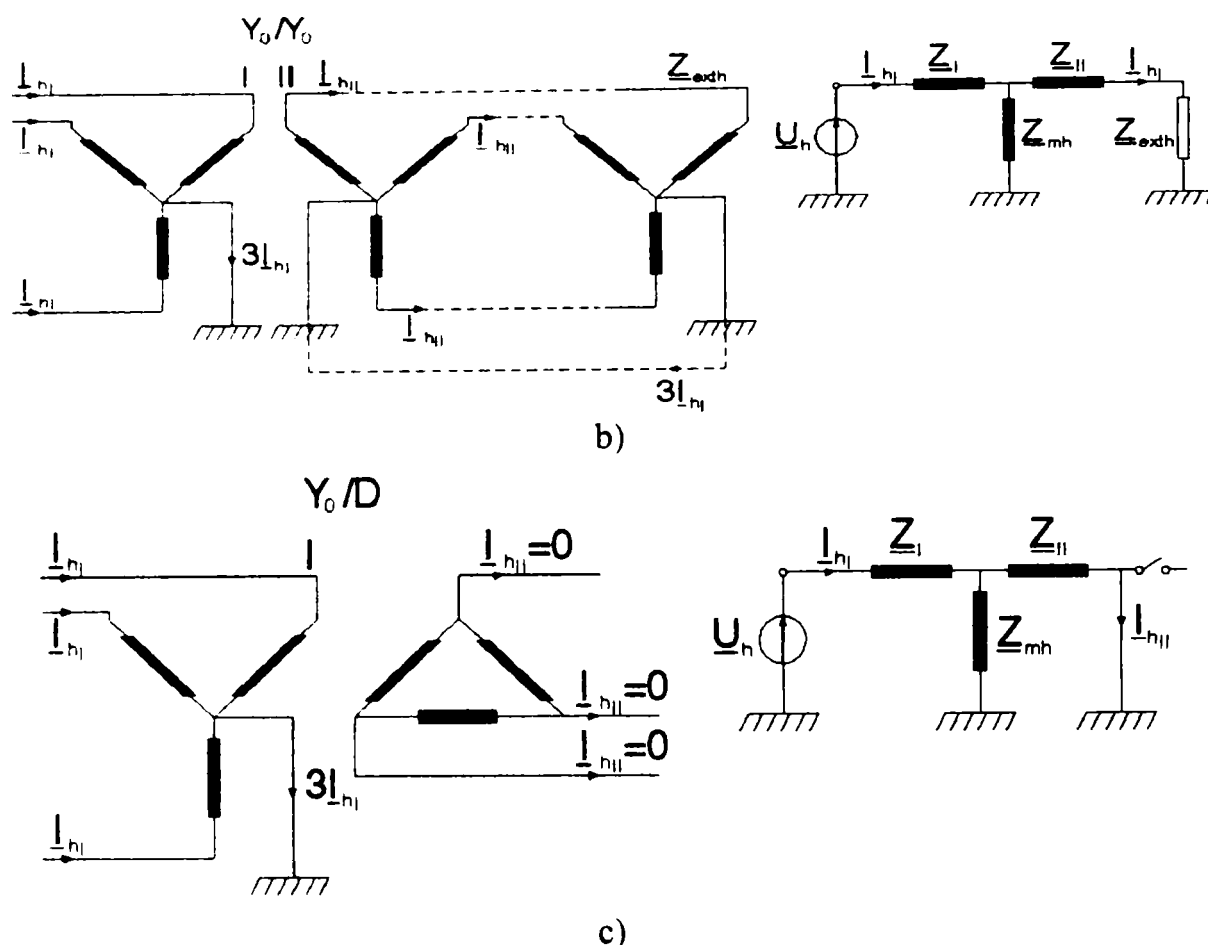


Fig. 3.13 Conexiuni ale transformatoarelor cu două înfășurări și schemele lor echivalente pentru curenții de succesiune homopolară: a) Y_0/Y ; b) Y_0/Y_0 ; c) Y_0/Δ

În ceea ce privește impedanța de magnetizare de secvență homopolară Z_{mh} , aceasta depinde de modul în care fluxul inductor al unei faze înlănțuie celelalte faze. Din acest motiv, valoarea impedanței transversale la secvența homopolară este mult influențată de construcția miezului transformatorului. Din acest punct de vedere, se pot deosebi două cazuri: transformatoare cu coloane suplimentare și transformatoare ce nu au coloane suplimentare (transformatorul cu 3 coloane).

În cazul unui transformator cu 4 sau 5 coloane, sau în cazul unui grup de 3 transformatoare monofazate, la apariția regimului de funcționare homopolar fluxul magnetic al transformatorului se închide prin fier - regim de flux liber- și, în consecință, impedanța de magnetizare este mare.

În cazul transformatoarelor trifazate cu 3 coloane, fluxurile magnetice de succesiune homopolară sunt obligate să se închidă prin miezul izolan și cuva transformatorului. Pentru ca fluxul magnetic să poată străbate un circuit cu o reluctanță atât de mare, este necesar un curent de magnetizare mare; impedanța de magnetizare de secvență homopolară a acestui transformator, are o valoare mică. Pentru conexiunea Y_0/Δ , se admite ca impedanța homopolară a transformatorului să fie egală cu impedanța de secvență directă: $Z_h \approx Z_d = Z_T$. În cazul conexiunii Y_0/Y : $Z_h \approx Z_I + Z_{mh}$. Pentru conexiunea Y_0/Y_0 , în cazul în care circuitul secundar, în totalitatea lui, admite o circulație de curenți homopolari și dacă se neglijează influența impedanței de magnetizare Z_{mh} , se poate considera că: $Z_h \approx Z_I + Z_{II}$. Pentru un calcul exact, trebuie însă să se țină cont de valoarea impedanței de magnetizare Z_{mh} și atunci impedanța de secvență homopolară se calculează conform fig. 3.13 b.

- Transformatoare cu trei înfășurări

În figura 3.14. sunt prezentate schemele echivalente pentru cele mai frecvente scheme de conexiuni ale transformatoarelor cu 3 înfășurări [29]

În cazul transformatoarelor cu 3 înfășurări, deoarece acestea au întotdeauna o înfășurare în triunghi, influența impedanței de magnetizare Z_{mh} poate fi neglijată.

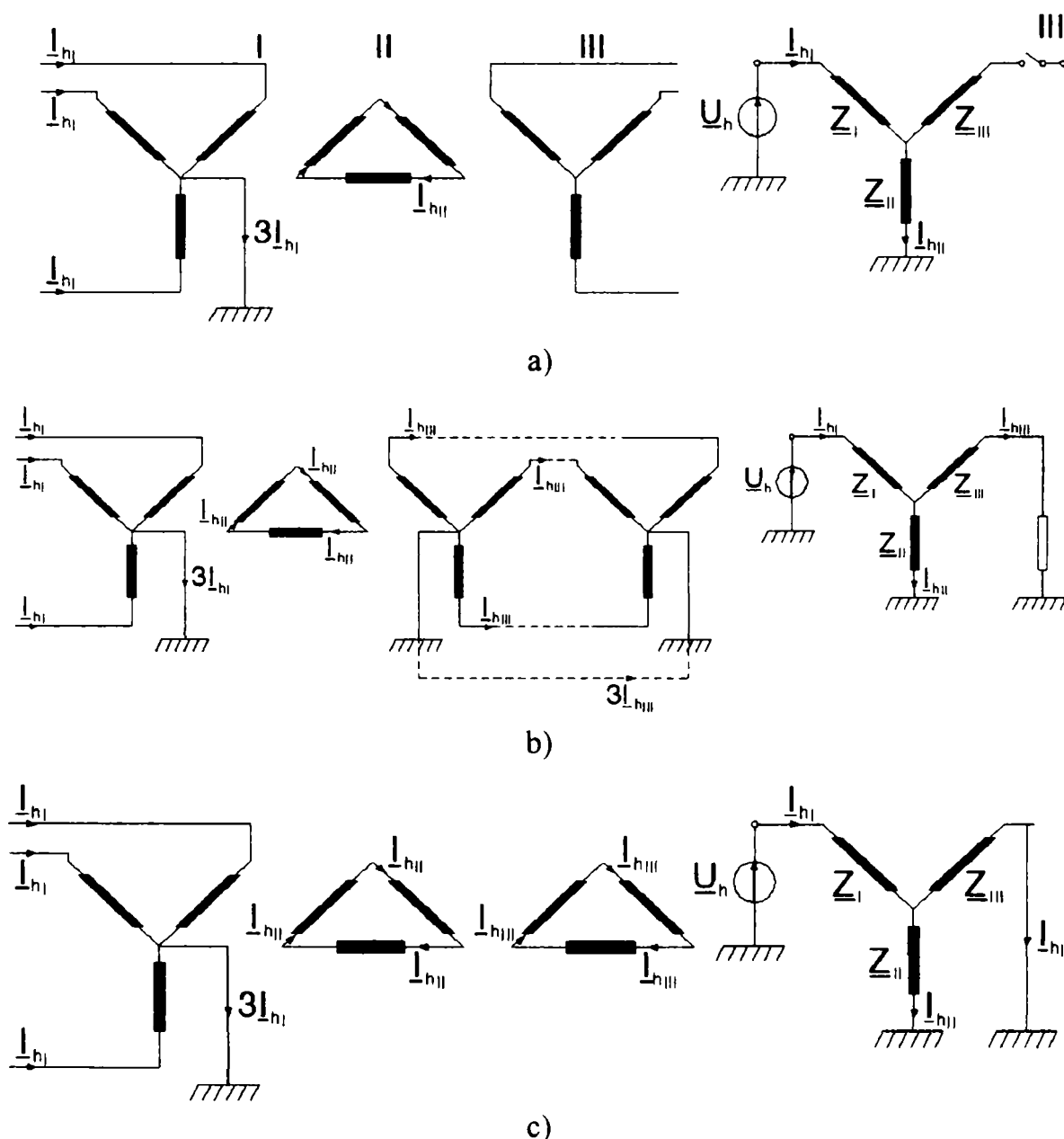


Fig. 3.14 Conexiuni ale transformatoarelor cu trei înfășurări și schemele lor echivalente pentru curenții de succesiune homopolară

În varianta 3.14 a, curentul de succesiune homopolară în înfășurarea III nu există și în acest caz $Z_h = Z_I + Z_{II}$.

În varianta 3.14 b, se presupune că se asigură o cale pentru închiderea curenților de succesiune homopolară pe partea înfășurării III. În acest caz, în schema de succesiune homopolară, transformatorul trebuie introdus prin schema sa echivalentă.

În varianta 3.14 c, compensarea curentului de succesiune homopolară în înfășurarea I, se efectuează cu ajutorul curenților induși în înfășurările II și III. În acest caz, $Z_h = Z_I + Z_{II} Z_{III} / (Z_{II} + Z_{III})$.

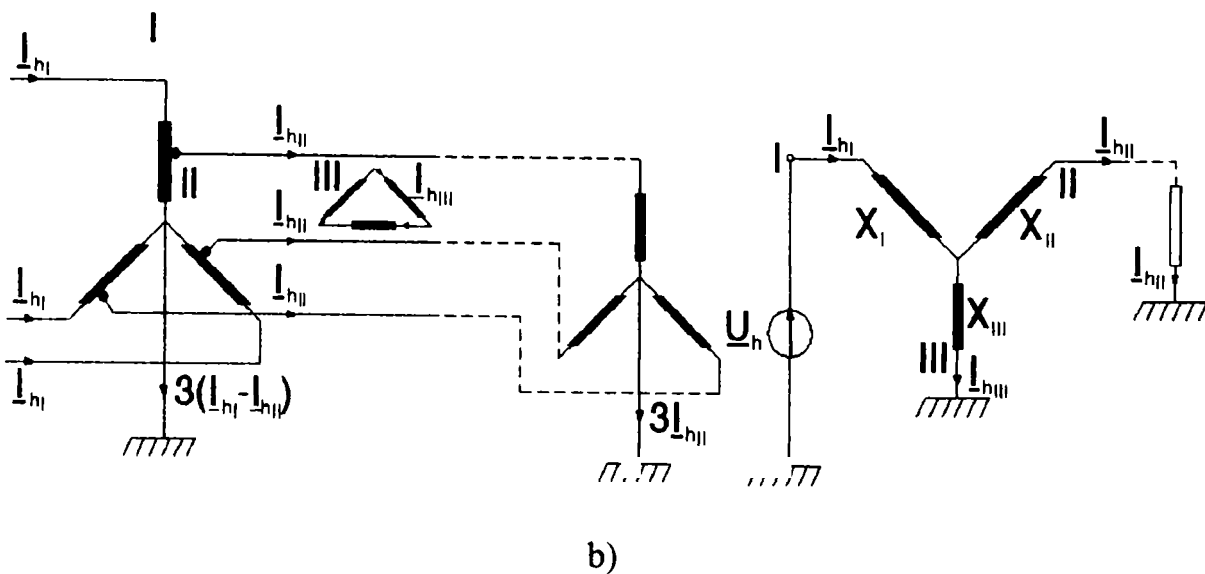
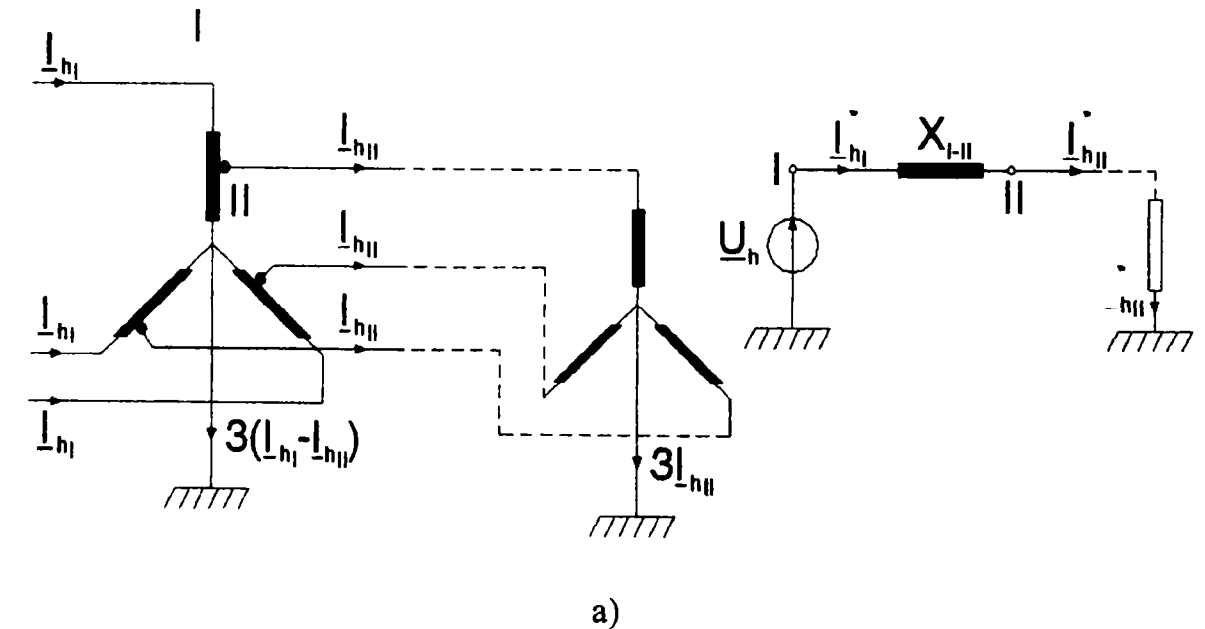
- Autotransformatoare

Înfășurările autotransformatorului sunt cuplate între ele nu numai magnetic, ci și galvanic și de aceea circulația curenților de succesiune homopolară prin aceste înfășurări prezintă unele particularități care trebuie introduse în schema echivalentă de succesiune homopolară a autotransformatorului. În anumite condiții, chiar în cazul în care neutrul autotransformatorului este izolat, este posibilă o circulație de curenți homopolarari [34].

În cazul legării la pământ directe a neutrului autotransformatorului, schema sa echivalentă de succesiune homopolară este asemănătoare cu schema unui transformator de același tip. Dacă autotransformatorul nu are înfășurare terțiară, iar pe partea secundară se sigură o cale pentru întoarcerea curenților de succesiune homopolară, schema sa echivalentă (fig. 3. 15 a), în care se neglijează curentul de magnetizare și rezistența, este reprezentată prin reactanța de dispersie totală X_{I-II} , care este aceeași cu a unui transformator cu două înfășurări, cu conexiunea Y_0/Y_0 , pentru care se consideră $X_{mh} \rightarrow \infty$.

În cazul în care există înfășurare terțiară conectată în triunghi (fig. 3.15 b), schema echivalentă are aceeași formă ca și cea a transformatorului cu trei înfășurări, de aceeași conexiune.

Dacă neutrul autotransformatorului este izolat (fig. 3. 15 c), schema de succesiune homopolară corespunde funcționării acestuia la mers în gol, fiind analogă cu cea a unui transformator cu conexiunea Y_0/Y .



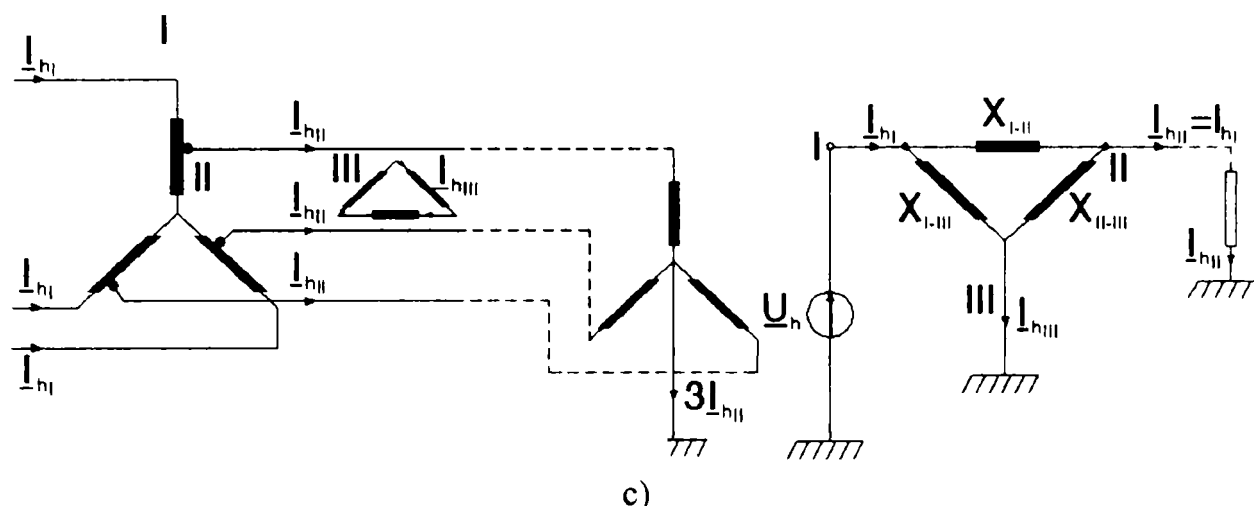


Fig. 3.15 Conexiuni ale autotransformatoarelor cu două și cu trei înfășurări: închiderea curenților homopolar și schemele lor echivalente, corespunzătoare curenților de succesiune homopolară

Valoarea curentului care se închide prin pământ nu poate fi obținută direct din schema echivalentă de succesiune homopolară a autotransformatorului. Ținând cont de sensurile curenților din figura 3. 15 curentul spre pământ este egal cu de 3 ori valoarea diferenței curenților homopolarari din înfășurarea primară și cea secundară ($I_N = 3(I_{hI} - I_{hII})$); fiecare dintre acești curenți trebuie raportat la treapta de tensiune respectivă și nu la acea treaptă unică pentru care s-a întocmit schema echivalentă.

d) Sistemul unităților relative.

Calculul curenților de scurtcircuit și în general a măsurilor caracteristice unui sistem, poate fi efectuat mai ușor dacă se apelează la unități relative. Aceste mărimi se obțin raportând mărimile: tensiune, curent, puteri exprimate și unități absolute la mărimi de bază de aceeași natură. Prin urmare o mărime relativă este practic o valoare normalizată în raport cu o valoare de bază aleasă [34].

Obișnuit în calculul rețelelor electrice se introduc de regulă șase mărimi și anume:

- curentul I [A]
- tensiunea U [V]
- puterea aparentă $\underline{S} = P + jQ$ [MVA]
- impedanța $\underline{Z} = R + jX$ [Ω]
- unghiul de defazaj φ [$^\circ$, rad]
- timpul T [secunde]

Se adoptă valorile a două mărimi de bază, de regulă puterea aparentă și tensiunea, celelalte rezultând. Astfel:

- curentul de bază $I_b = S_b / \sqrt{3}U_b$
- impedanța de bază $Z_b = \frac{U_b / \sqrt{3}}{S_b / \sqrt{3}U_b} = \frac{U_b^2}{S_b}$

Odată definite mărimile de bază, se pot determina unitățile aferente oricărei mărimi; astfel:

$$U^* = U / U_b; I^* = I / I_b; S^* = S / S_b; Z^* = Z / Z_b,$$

unde U , I , S , Z sunt exprimate în valori (mărimi) fizice. De menționat că, în cazul unor cuplaje magnetice (introduse de transformatoare) toate mărimile trebuie calculate în unități relative

raportate la condițiile de bază, avându-se în vedere că în relațiile de mai sus, prin U_b , I_b , Z_b se înțeleg întotdeauna tensiunea, curentul și impedanța de bază ale acelei trepte de transformare la care se găsesc mărimile care sunt supuse operațiilor de raportare.

3.3.3 Schemele echivalente de calcul ale curenților de scurtcircuit 3F și FN la bornele înfășurărilor autotransformatorului dintr-o stație RET de 220/110/10,5 kV - studiu de caz

Avându-se în vedere locurile de scurtcircuit menționată în fig. 3.7, precum și elementele teoretice prezentate în paragraful 3.3.2 în cele ce urmează s-au întocmit schemele echivalente monofilare de calcul a curenților de scurtcircuit 3F și FN considerându-se două situații:

- A) Înfășurarea terțiară este în gol - acest lucru înseamnă că practic la bornele terțiarului nu se produc scurtcircuite;
- B) Înfășurarea terțiară este în sarcină; în terțiar se conectează TSP fără bobină de reactanță, BR;
- C) Înfășurarea terțiară este în sarcină, în terțiar se conectează TSP cu bobină de reactanță BR.

În continuare se vor considera pe rând fiecare din situațiile de mai sus menționate, întocmindu-se schema echivalentă, calculându-se impedanța ei echivalentă și corespunzător componenta staționară a curentului de scurtcircuit. În prealabil se vor adopta însă mărimile de bază și se vor calcula parametrii autotransformatorului, parametri sistemului văzut pe barele de 110 kV, respectiv 220 kV, parametrii transformatorului de servicii proprii, ai consumatorilor echivalenți serviciilor și parametrii bobinei de reactanță.

a) Calculul mărimilor de bază.

Pentru schema electrică monofilară din fig. 3.7 se consideră:

$$S_b = 200 \text{ MVA}$$

$$U_{b1} = 231 \text{ kV}; U_{b2} = 121 \text{ kV}; U_{b3} = 10,5 \text{ kV}; U_{b4} = 0,4 \text{ kV}$$

Corespunzător rezultă valorile curenților de bază:

$$I_{b1} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{b1}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 231} = 0,5 \text{ kA}$$

$$I_{b2} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{b2}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,954 \text{ kA}$$

$$I_{b3} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{b3}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 10,997 \text{ kA}$$

$$I_{b4} = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_{b4}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 288,675 \text{ kA}$$

și a impedanțelor de bază:

$$Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_b} = \frac{231^2}{200} = 266,805 \Omega$$

$$Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_b} = \frac{121^2}{200} = 73,205 \Omega$$

$$Z_{b3} = \frac{U_{b3}^2}{S_b} = \frac{10,5^2}{200} = 0,551 \Omega$$

$$Z_{b4} = \frac{U_{b4}^2}{S_b} = \frac{0,4^2}{200} = 8 \cdot 10^{-4} \Omega$$

b) Calculul parametrilor autotransformatorului (AT)

Calculul parametrilor schemei echivalente a AT-ului se efectuează pe baza datelor de catalog ale autotransformatorului. Acestea sunt:

$$U_{n1} = 231 \text{ kV}; U_{n2} = 121 \text{ kV}; U_{n3} = 10,5 \text{ kV}$$

$$S_{n1} = 200 \text{ MVA}; S_{n2} = 200 \text{ MVA}; S_{n3} = 60 \text{ MVA}$$

$$\Delta P_{sc12} = 485 \text{ kW}; \Delta P_{sc23} = 160 \text{ kW}; \Delta P_{sc13} = 170 \text{ kW}$$

$$\Delta P_g = 105 \text{ kW}$$

$$u_{sc12} = 10\%; u_{sc23} = 6,3\%; u_{sc13} = 10\%$$

$$i_g = 0,8\%$$

Din acestea se deduc valoarea curenților nominali ai înfășurărilor:

$$I_{1n} = \frac{S_{n1}}{\sqrt{3}U_{n1}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 231} = 0,499 \text{ kA};$$

$$I_{2n} = \frac{S_{n2}}{\sqrt{3}U_{n2}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,954 \text{ kA};$$

$$I_{3n} = \frac{S_{n3}}{\sqrt{3}U_{n3}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,299 \text{ kA};$$

Rezistențele înfășurărilor în unități raportate:

$$R_{12} = \frac{\Delta P_{sc12}}{10^3} \cdot \frac{S_b}{S_{n2}^2} = \frac{489}{10^3} \cdot \frac{200}{200^2} = 2,425 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

$$R_{13} = \frac{\Delta P_{sc13}}{10^3} \cdot \frac{S_b}{S_{n3}^2} = \frac{170}{10^3} \cdot \frac{200}{60^2} = 9,444 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

$$R_{23} = \frac{\Delta P_{sc23}}{10^3} \cdot \frac{S_b}{S_{n3}^2} = \frac{160}{10^3} \cdot \frac{200}{60^2} = 8,889 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

$$R_1 = \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} = \frac{2,425 + 9,444 - 8,889}{2} \cdot 10^{-3} = 1,49 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

$$R_2 = \frac{R_{12} + R_{23} - R_{13}}{2} = \frac{2,425 + 8,889 - 9,444}{2} \cdot 10^{-3} = 9,347 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

$$R_3 = \frac{R_{13} + R_{23} - R_{12}}{2} = \frac{9,444 + 8,889 - 2,425}{2} \cdot 10^{-3} = 7,954 \cdot 10^{-3} \text{ u.r.}$$

Impedanțele schemei echivalente în unități raportate:

$$Z_{12} = \frac{u_{sc12}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{n2}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{200}{200} = 0,1 \text{ u.r.}$$

$$Z_{13} = \frac{u_{sc13}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{n3}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{200}{60} = 0,333 \text{ u.r.}$$

$$Z_{23} = \frac{u_{sc23}}{100} \cdot \frac{S_b}{S_{n3}} = \frac{6,3}{100} \cdot \frac{200}{60} = 0,21 \text{ u.r.}$$

Vor rezulta:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} + Z_{13} - Z_{23}}{2} = \frac{0,1 + 0,333 - 0,21}{2} = 0,112 \text{ u.r.}$$

$$Z_2 = \frac{Z_{12} + Z_{23} - Z_{13}}{2} = \frac{0,1 + 0,21 - 0,333}{2} = -0,012 \text{ u.r.}$$

$$Z_3 = \frac{Z_{13} + Z_{23} - Z_{12}}{2} = \frac{0,333 + 0,21 - 0,1}{2} = 0,222 \text{ u.r.}$$

Corespunzător se calculează reactanțele X_1 , X_2 , X_3 cu relațiile:

$$X_1 = \sqrt{Z_1^2 - R_1^2} = \sqrt{(0,112)^2 - (1,49 \cdot 10^{-3})^2} = 0,112 \text{ u.r.}$$

$$X_2 = \sqrt{Z_2^2 - R_2^2} = \sqrt{(-0,112)^2 - (9,347 \cdot 10^{-3})^2} = 0,112 \text{ u.r.}$$

$$X_3 = \sqrt{Z_3^2 - R_3^2} = \sqrt{(0,222)^2 - (7,954 \cdot 10^{-3})^2} = 0,222 \text{ u.r.}$$

Iar impedanțele înfășurărilor:

$$\underline{Z}_1 = 1,49 \cdot 10^{-3} + j0,112 \text{ u.r.}$$

$$\underline{Z}_2 = 9,347 \cdot 10^{-3} + j0,112 \text{ u.r.}$$

$$\underline{Z}_3 = 7,954 \cdot 10^{-3} + j0,222 \text{ u.r.}$$

c) Calculul parametrilor schemei echivalente a sistemului.

Considerându-se puterile de scurtcircuit $S_{sc}=20.000$ MVA pe barele de 220 kV, $S_{sc}=6000$ MVA pe barele de 110 kV și $c=1,1$ se pot stabili impedanțele echivalente ale sistemului și anume:

$$Z_{110} = \frac{(c \cdot 110)^2}{S_{sc110}} \cdot \frac{S_b}{U_{b2}^2} = \frac{(1,1 \cdot 110)^2}{6000} \cdot \frac{200}{121^2} = 0,033 \text{ u.r.}$$

$$Z_{220} = \frac{(c \cdot 220)^2}{S_{sc220}} \cdot \frac{S_b}{U_{b1}^2} = \frac{(1,1 \cdot 220)^2}{20.000} \cdot \frac{200}{231^2} = 0,011 \text{ u.r.}$$

d) Calculul parametrilor transformatorului de servicii proprii (TSP).

$$U_n = 10/0,4 \text{ kV}; S_n = 1,6 \text{ MVA}; \Delta P_{sc} = 14,96 \text{ kW}; \Delta P_g = 2,2 \text{ kW}; u_{sc} \% = 6\%; i_g = 1,3\%$$

Va rezulta:

$$I_{n1} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n1}} = \frac{1,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,376 \text{ A};$$

$$I_{n2} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}} = \frac{1,6 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2,309 \cdot 10^3 \text{ A};$$

$$R = \frac{\Delta P_{sc}}{10^3} \cdot \frac{S_b}{S_n^2} = \frac{14,96}{10^3} \cdot \frac{200}{1,6^2} = 1,169 \text{ u.r.};$$

$$X = \frac{u_{sc} \%}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = \frac{6}{100} \cdot \frac{200}{1,6} = 7,5 \text{ u.r.};$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = \sqrt{1,169^2 + 7,5^2} = 7,591 \text{ u.r.}$$

e) Calculul parametrilor consumatorului echivalent de servicii proprii.

Considerându-se puterea serviciilor proprii $P_c=1$ MW iar $Q_c=0,6$ MVar,

$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} = 1,166$ MVA iar parametri corespunzători R și X pentru o schemă paralel în u.r.:

$$R_c^* = P_c \cdot \frac{S_b}{S_c^2} = 1 \cdot \frac{200}{1,166^2} = 147,059 \text{ u.r.}$$

$$X_c^* = Q_c \cdot \frac{S_b}{S_c^2} = 0,6 \cdot \frac{200}{1,166^2} = 88,235 \text{ u.r.}$$

iar pentru o schemă serie în u.r.:

$$R_c = \frac{R_c^* \cdot X_c^{*2}}{R_c^{*2} + X_c^{*2}} = \frac{147,059 \cdot 88,235^2}{147,059^2 + 88,235^2} = 38,927 \text{ u.r.}$$

$$X_c = \frac{R_c^{*2} \cdot X_c^*}{R_c^{*2} + X_c^{*2}} = \frac{147,059^2 \cdot 88,235}{147,059^2 + 88,235^2} = 64,879 \text{ u.r.}$$

$$Z_c = \sqrt{R_c^2 + X_c^2} = \sqrt{38,927^2 + 64,879^2} = 75,661 \text{ u.r.}$$

f) Calculul parametrilor bobinei de reactanță.

Se consideră bobina de reactanță ca având parametrii $Z_b=4\%$, $I_n=0,4$ kA iar $U_n=10,5$ kV.

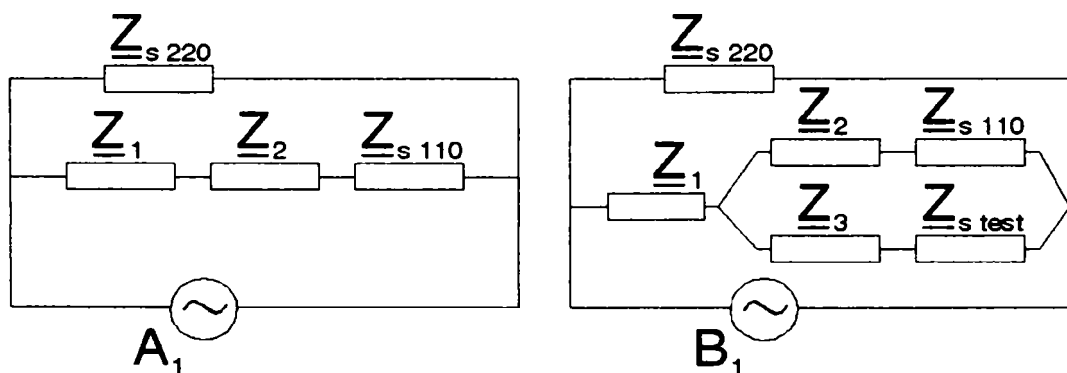
Va rezulta impedanța bobinei:

$$Z_b = \frac{Z_b \%}{100} \cdot \frac{I_{b3}}{I_n} \cdot \frac{U_n}{U_{b3}} = \frac{4}{100} \cdot \frac{10,997}{0,4} \cdot \frac{10,5}{10,5} = 1,1 \text{ u.r.}$$

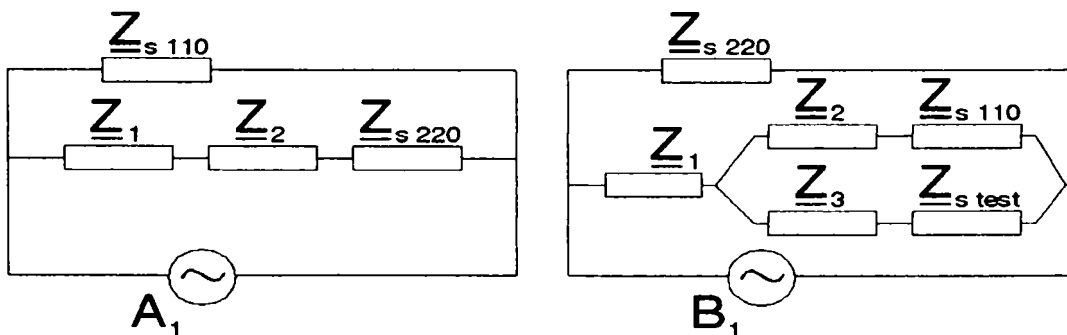
g) Schemele echivalente de calcul a curenților de scurtcircuit.

În cadrul acestui paragraf se vor prezenta principalele scheme echivalente monofilare folosite pentru calculul curenților de scurtcircuit, autotransformatorul având terțiarul în gol (A) și respectiv în sarcină (B). Calculul complet al impedanței echivalente a schemei și a curentului de scurtcircuit se prezintă în ANEXĂ. Astfel:

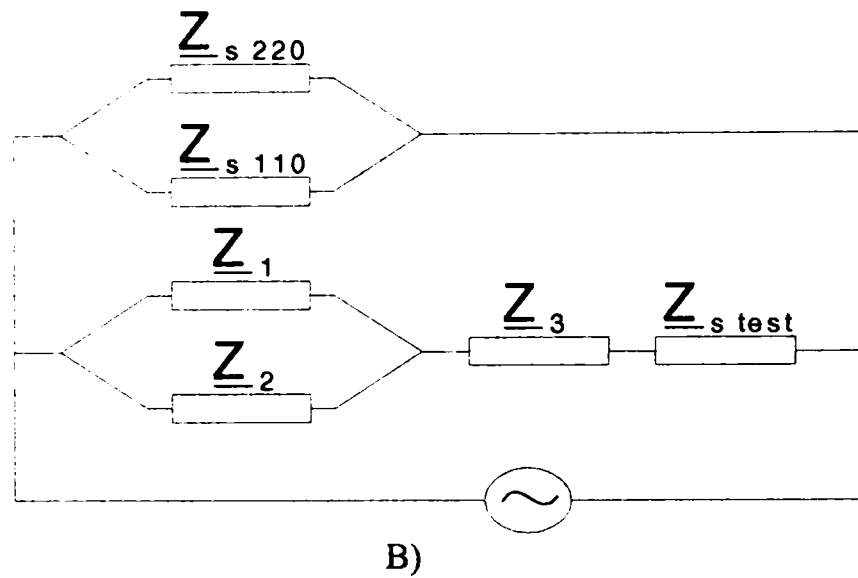
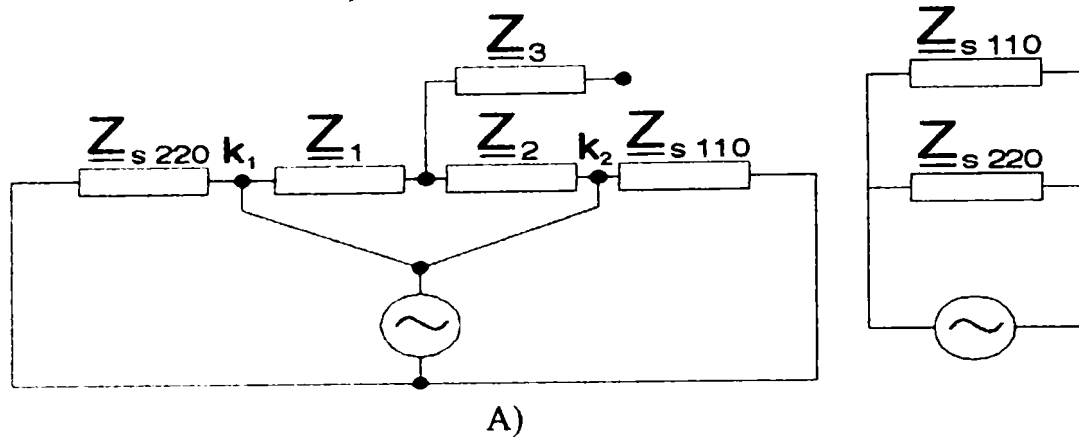
- Scurtcircuit 3F în k1



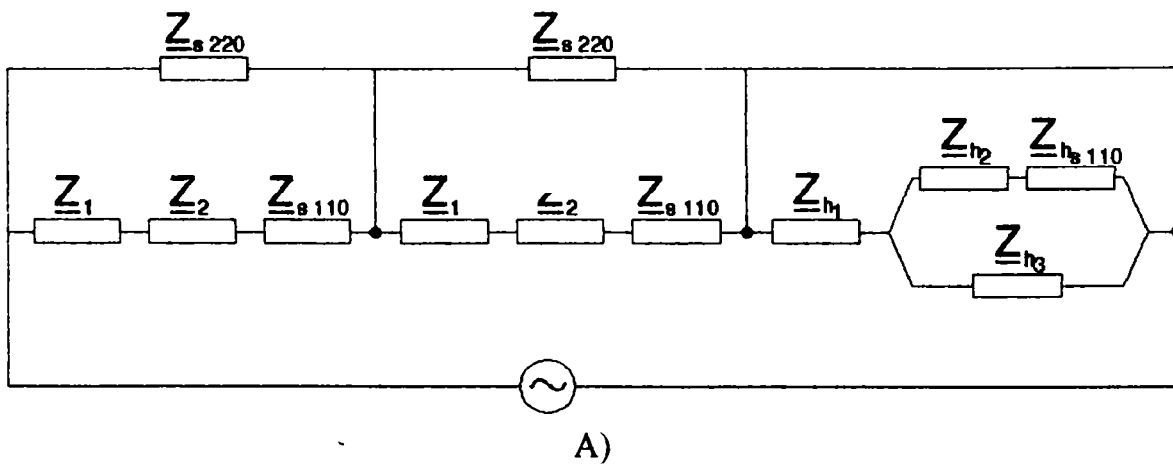
- Scurtcircuit 3F în k2

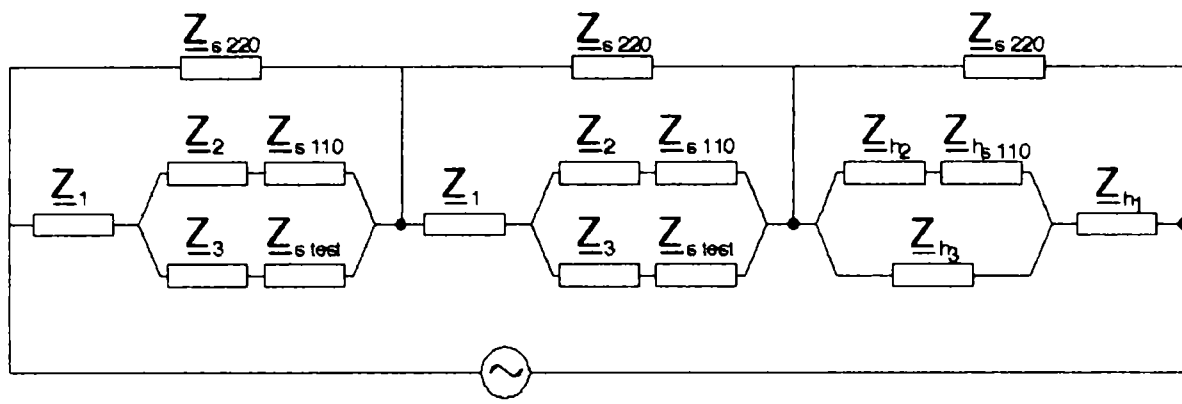


- Scurtcircuit 3F simultan în k_1 și k_2



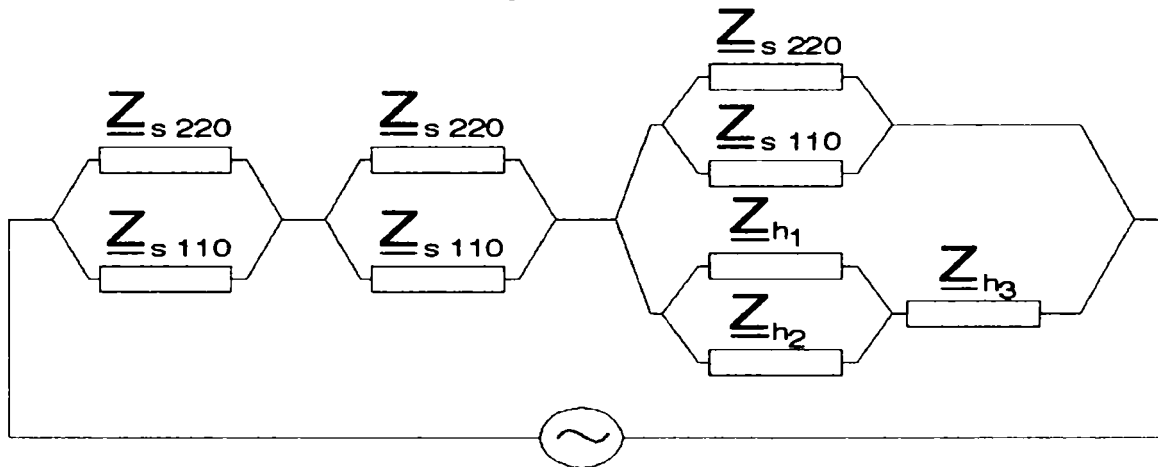
- Scurtcircuit FN în k_1



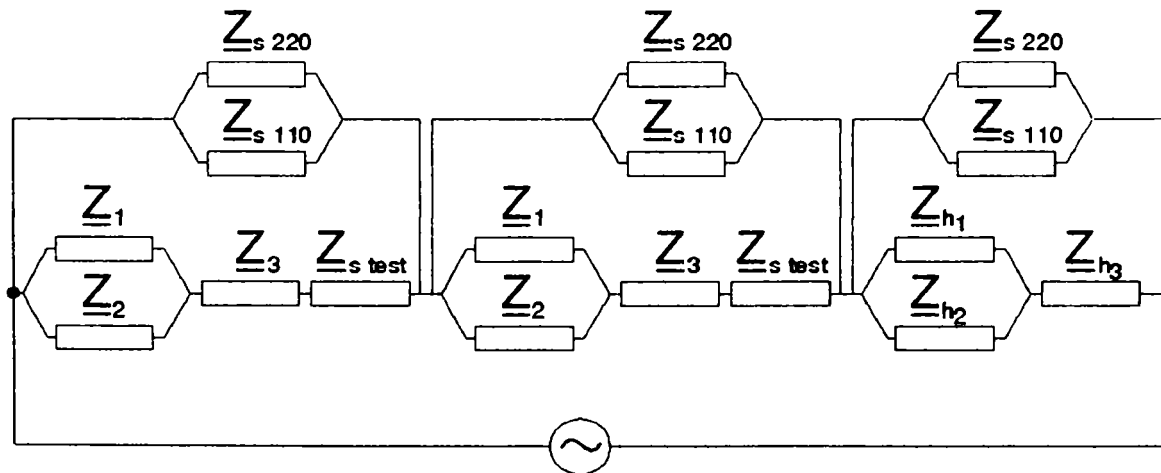


B)

- Scurtcircuit FN simultan în k_1 și k_2 pe aceeași fază



A)



B)

Observație: Schemele aferente variantei C) nu s-au mai figurat, în acest caz modificându-se impedența înfășurării terțiare la care s-a mai adăugat impedența transformatorului de servicii proprii și a bobinei de reactanță. Calculul detaliat și al acestei variante se prezintă în Anexă.

3.3.4 Valorile curenților de scurtcircuit

Sinteza curenților de scurtcircuit se prezintă în tabelul 3.2 Analiza acestor vis a vis de valorile de catalog date de furnizor pentru curenții limită ai terțiarului autotransformatorului [46] (curent de stabilitate dinamică - valoare de vârf 46 kA, curentul de scurtcircuit echivalent la 2 secunde, valoare efectivă 18 kA) permit stabilirea următoarelor concluzii:

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul 3.2 Valorile curenților de scurtcircuit (în kA)

Caz	Tip scurtcircuit	I _k	SEE		AT			TSP			I _{roc}	I _c I _a
			220 kV	110 kV	220 kV	110kV	10,5 kV	10,5kV	0,4 kV			
1. AT cu terțiarul neconectat	3F în k1	29.477	27.549	3.687	1.931	3.687	-	-	-	-	-	-
	3F în k2	20.625	2.15	16.53	2.15	4.104	-	-	-	-	-	-
	3F simultan k1 și k2		27.549	17.317	-	-	-	-	-	-	-	-
	FN în k1	18.861	17.018	3.016	1.847	3.016	5.878	-	-	-	14.963	2.314
	FN în k2	17.715	1.984	12.997	1.984	4.725	10.802	-	-	-	27.493	4.252
	FN în k1 și k2		17.459	12.56	0.068	1.237	15.736	-	-	-	40.057	6.195
2. AT cu terțiarul alimentând TSP fără BR	3F în k1	29.477	27.549	3.686	1.931	3.686	0.023	0.023	0.603	0.023	0.0585	0.009
	3F în k2	20.67	1.841	17.115	1.841	3.52	0.06	0.06	1.575	0.06	0.1527	0.023
	3F în k3	26.2	0.319	1.659	0.319	1.659	26.128	0.08	0.08	2.1	66.511	10.286
	3F în k4	25.632	0.011	0.057	0.011	0.057	0.89	0.89	23.374	0.89	2.265	0.35
	3F simultan k1 și k2		27.549	17.317	3.45*10 ⁻⁴	6.3*10 ⁻³	0.08	0.08	2.105	0.08	0.203	0.031
	FN în k1	18.861	17.806	2.138	1.118	2.138	5.878	-	-	-	14.962	2.314
	FN în k1	17.718	1.808	13.332	1.808	4.391	10.804	-	-	-	27.502	4.253
	FN în k1 și k2		17.459	12.56	0.068	1.237	15.736	-	-	-	40.057	6.195
	3F în k1	29.477	27.549	3.686	1.931	3.686	0.023	0.023	0.603	0.023	0.0585	0.009
	3F în k2	20.63	1.841	17.115	1.841	3.52	0.059	0.059	1.548	0.059	0.15	0.023
	3F în k3	5.894	0.071	0.371	0.071	0.371	5.84	0.08	2.1	14.866	2.299	
	3F în k4	25.036	0.011	0.055	0.011	0.055	0.864	0.364	22.683	2.199	0.340	
2 AT cu terțiarul alimentând TSP cu BR	3F simultan k1 și k2		27.549	17.317	3.42*10 ⁻⁴	6.26*10 ⁻³	0.08	0.08	2.091	0.08	0.203	0.031
	FN în k1	18.691	17.727	2.295	1.042	2.295	1.387	-	-	3.53	0.546	
	FN în k2	16.585	1.842	13.008	1.842	3.577	2.408	-	-	6.129	0.948	
	FN în k1 și k2		17.077	12.38	0.014	0.263	3.349	-	-	8.525	1.318	

3.4 Concluzii.

Scopul acestui capitol a fost acela de a evidenția problemele pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii ale stațiilor rețelelor de transport din terțiarul autotransformatoarelor în general și în particular a celor de 231/121/10,5 kV. În acest scop s-au făcut clasificări a acestor probleme și s-au stabilit responsabilități pe categorii de instituții autorizate.

Odată trecute în revistă aceste probleme s-a considerat util a fi analizate de la bun început două dintre acestea, determinate pentru dezvoltările ulterioare și anume: stabilirea schemei de alimentare din înfășurarea terțiară a autotransformatorului și calculul curenților de scurtcircuit.

Referitor la stabilirea schemei de alimentare a serviciilor proprii s-au stabilit următoarele concluzii:

Dacă se ia în considerare posibilitatea evitării scoaterii din funcțiune a autotransformatoarelor și distrugerii înfășurărilor acestora ca urmare a producerii unui scurtcircuit pe racord sau în TSP, din punct de vedere tehnic, varianta c) completată cu măsurile pentru evitarea producerii scurtcircuitelor (ecranarea sau izolarea fazelor) în zonele din amonte de BR, se comportă cel mai bine. De asemenea, această variantă este mai ieftină cu siguranță fuzibilă decât cu întreruptor și posibil mai ieftină decât varianta b), dacă se are în vedere că numai pe o parte din racord se face ecranarea sau izolarea fazelor, iar lungimea acesteia poate fi mică dacă ansamblul separator - siguranță fuzibilă - bobină de reactanță este montat în apropierea bornelor terțiarului AT.

La cele de mai sus trebuie menționate unele aspecte legate de istoria autotransformatorului și unele păreri ale specialiștilor care lucrează de multă vreme în domeniu și care au fost chestionați în acest sens. Astfel:

- AT 231/123/10,5kV a fost proiectat după o licență ELIN la nivelul anilor 1966 -1970, iar caracteristicile sale au fost stabilite avându-se în vedere asigurarea și garantarea stabilității termice și dinamice corespunzător unor solicitări (scurtcircuite) produse în rețelele de 220kV și respectiv 110kV;
- în etapa de asimilare a produsului încercările efectuate de fabricant au fost complete și ele au evidențiat faptul că AT este stabil din punct de vedere termic și dinamic la solicitările mai sus menționate adică caracteristicile oferite de acesta sunt reale;
- pe parcursul exploatării AT s-au produs incidente (15-20) în special scurtcircuite în rețeaua de 110 kV care au condus la deteriorarea înfășurării terțiare scoțând AT - ul din funcțiune;
- față de această situație au apărut 2 reacții, prima din partea beneficiarului (fostul CIRE) care a propus montarea unei bobine de reactanță pe legătura nul-pământ a AT, cu caracteristici bine determinate, menite să aducă în domeniul de stabilitate termică și dinamică înfășurarea terțiară a AT - ului și a doua din partea fabricantului care a trecut la realizarea unor AT cu reactanță mărită corespunzător înfășurării terțiare și la realizarea unor consolidări mecanice suplimentare pentru aceasta. Prima soluție este aplicabilă în exploatare fără a afecta integritatea AT - ului, nivelul de izolație al neutrului înfășurării AT fiind corespunzător aplicării acestei soluții. Soluția va mări durata de viață a AT la un preț de cost de 10 ori decât acela a unei reparații capitale. A doua soluție nu poate fi aplicabilă decât pentru noile transformatoare sau la cele cărora li se efectuează reparația capitală;
- pentru a reduce la minimum riscul producerii unui scurtcircuit pe barele înfășurării terțiare fabricantul solicită ca legătura înfășurare terțiară AT - transformator de SP să fie izolată complet (izolare termoconductibilă). În aceste condiții se consideră că soluția de alimentare a SP din terțiarul AT este fiabilă;
- fabricantul recomandă ca soluția de alimentare a SP din terțiarul AT să fie aplicată AT - urilor care au fost supuse reparației capitale, sau celor recent introduse în SEN; dar nu recomandă aplicarea ei la AT cu flux variabil și existente actualmente în exploatare;
- actualmente respectiv în ultima perioadă au existat AT instalate în stațiile SEN care au

alimentate în înfășurarea terțiară compensatoar sincron, adică receptori a căror putere activă consumată este comparabilă cu aceea a unor SP din stațiile SEN. Funcționarea acestora atestă faptul că soluția supusă atenției în această lucrare este posibilă din punct de vedere al AT, dar cu asumarea unor riscuri privind fiabilitatea schemei de alimentare.

În legătură cu calculul curenților de scurtcircuit acesta a fost efectuat într-o manieră completă și corectă considerând cele mai posibile și mai grave scurtcircuite care ar putea apare la bornele înfășurărilor autotransformatorului, atât sub aspectul regimului de funcționare al înfășurării terțiare (elementul vulnerabil al autotransformatorului), cât și al locului de producere al scurtcircuitului. Astfel au fost considerate: regimul de mers în gol al terțiarului, de sarcină alimentând transformatorul de servicii proprii, cu și fără bobină de reactanță. Drept locuri de producere a scurtcircuitelor s-au considerat toate barele de tensiune înaltă, medie și joasă; inclusiv apariția de scurtcircuite simultane pe barele de 110 și 220 kV. Drept scurtcircuite s-au considerat cele mai grele, respectiv cele mai frecvente, adică 3F și FN.

Din analiza valorilor curenților de scurtcircuit rezultate se deduc următoarele concluzii:

- În situația funcționării fără sarcină a înfășurării terțiare, valoarea cea mai mare a curenților de scurtcircuit care traversează înfășurarea terțiară a AT se produce în cazul unui scurtcircuit FN simultan pe aceeași fază în k1 și k2 (15,736 kA) producând un curent de șoc de 40,057 kA, aproape de valoarea limită;
- În cazul că înfășurarea terțiară este în sarcină, valoarea cea mai mare a curenților de scurtcircuit prin terțiar se produce în cazul unui scurtcircuit 3F produs la bornele terțiarului (bara de 10,5 kV) - 26,128 kA ceea ce înseamnă un curent de șoc la vârf de 66,511 kA, mult peste valoarea limită;
- În situația în care înfășurarea terțiară este legată la transformatorul de servicii proprii, se evidențiază efectul BR asupra micșorării curenților de scurtcircuit prin terțiarul AT. Astfel, cea mai mare valoare a curenților de scurtcircuit prin terțiar, obținută la scurtcircuit 3F pe barele de 10,5 kV este de 14,866 kA, mult sub valoarea limită, garantându-se păstrarea stabilității dinamice a terțiarului AT;
- În nici unul dintre situațiile analizate, verificarea la solicitări termice nu ridică probleme.

În concluzie se poate afirma practic că utilizarea terțiarului AT la alimentarea consumatorilor de servicii proprii se poate face doar în condițiile limitării prin BR montată la bornele terțiarului, a curenților de scurtcircuit 3F produs pe barele de 10,5 kV. Soluția constructivă trebuie să elimine posibilitatea producerii unui scurtcircuit 3F la bornele terțiarului AT, în caz contrar, un astfel de incident ducând la distrugerea AT.

În ceea ce privește contribuțiile autorului în acest capitol, ele se referă la:

- identificarea, clasificarea și ierarhizarea problemelor pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii din stațiile RET folosind terțiarul autotransformatoarelor;
- sistematizarea cunoștințelor privitoare la realizarea unor scheme de alimentare a serviciilor proprii din înfășurarea terțiară a autotransformatorului din stațiile de 231/121/10,5 kV și propunerea unor variante distincte de scheme de alimentare;
- propunerea în cazul concret al stației de 400/220/110 kV Arad a unor scheme de alimentare a serviciilor proprii din terțiarul autotransformatorului existent în stație și analiza acestor scheme;
- prezentarea sistematică a problemelor pe care le comportă calculul curenților de scurtcircuit în condițiile pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii din înfășurarea terțiară a autotransformatorului;
- calculul efectiv al curenților de scurtcircuit în condițiile concrete ale stației de 400/220/110 kV Arad în diferite situații și în diferite locuri, considerând sau nu prezența bobinei de reactanță folosită pentru reducerea valorii curenților de scurtcircuit;

- stabilirea concluziei finale referitoare la oportunitatea introducerii bobinei de reactanță în circuitul de alimentare al transformatorului de servicii proprii din terțiarul autotransformatorului.

Capitolul 4

ASIGURAREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE LIVRATE CONSUMATORILOR DE SERVICII PROPRII.

Una dintre cele mai importante probleme ce trebuie îndeplinite de sursele de alimentare ale serviciilor proprii ale stațiilor RET este asigurarea calității energiei electrice livrate consumatorilor. În acest sens în cadrul acestui capitol vor fi tratate problemele pe care le ridică asigurarea acestei calități. Se vor prezenta câteva probleme generale legate de calitatea energiei electrice, în mod deosebit cele privind calitatea tensiunii și continuitatea serviciului de alimentare iar apoi se va insista asupra particularităților pe care le prezintă alimentarea din terțiarul autotransformatorului existent în stațiile RET.

4.1. Calitatea energiei electrice. Probleme generale.

Așa cum este cunoscut, calitatea energiei electrice constituie o problemă complexă și controversată. Complexitatea acesteia rezidă din multitudinea de factori care o condiționează, din interdependența acesteia, din lipsa unor metode și mijloace de obținere expeditivă și precisă a informațiilor referitoare la unele mărimi ce o caracterizează. Multe din aspectele pe care le comportă calitatea energiei electrice nu sunt nici astăzi suficient de fundamentate și unanim acceptate nici în țara noastră și nici în străinătate [49-53].

Datorită faptului că energia electrică reprezintă o marfă, calitatea ei poate fi încadrată într-un concept mai general, dar cu anumite particularități, dintre care fără îndoială cea mai importantă este simultaneitatea producerii și consumului de energie.

De remarcă faptul că normele franceze privind calitatea energiei electrice se referă de fapt la calitatea serviciului de alimentare cu energie electrică, care este condiționat de următorii trei factori și anume: siguranța în funcționare a instalațiilor de alimentare, calitatea energiei electrice în punctul de delimitare dintre consumator și furnizor, compatibilitatea electromagnetică a instalațiilor cu mediul în care funcționează în punctul comun de racord [52-54].

Desigur, calitatea energiei electrice trebuie privită în contextul relației dintre furnizorul și consumatorul de energie electrică sub influența perturbațiilor. Aceste perturbații se pot datora furnizorului, consumatorului, dar pot proveni și din surse exterioare celor doi (fig. 4.1).

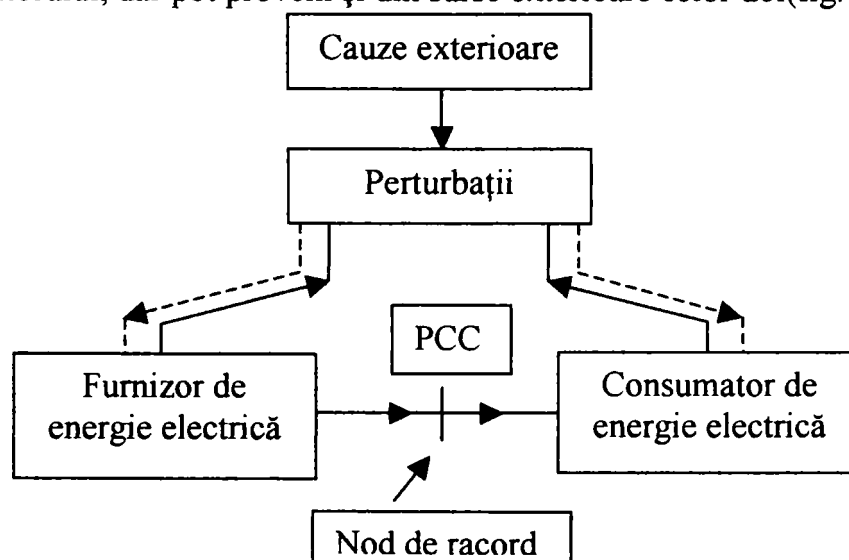


Fig. 4.1 Rolul perturbațiilor în definirea și analiza calității energiei electrice.

Existența lor impune analiza, urmărirea și luarea de măsuri în vederea asigurării calității energiei electrice. Prin urmare perturbațiile sunt acelea care strică calitatea energiei electrice, afectând sensibil procesul de producere, transport și distribuție, dar și pe cel de consum al energiei electrice.

O clasificare sintetică a perturbațiilor electromagnetice, care pot să apară într-un sistem electroenergetic se prezintă în tabelul 4.1[49]

Tabel 4.1 Caracteristicile fenomenelor electromagnetice din sistemele electroenergetice.

Categorie	Tip		Caracteristici	Durată tipică	Valoare tipică a tensiunii
Fenomene tranzitorii	Impulsuri		front $\leq 5 \mu\text{s}$	$< 50 \mu\text{s}$	
			front $\leq 5 \mu\text{s}$	$< 50 \mu\text{s} - 1\text{ms}$	
			front $\leq 0,1\text{ms}$	$> 1\text{ms}$	
	Oscilații	joasă frecvență	$< 5 \text{kHz}$	0,3-50 ms	0-4 u.r.
medie frecvență		5-500 kHz	20 μs	0-8 u.r.	
întă frecvență		0,5-5 MHz	5 μs	0-4 u.r.	
Variații de scurtă durată	Instantanee	Înteruperi		10-600 ms	$< 0,1$ u.r.
		Goluri		10-600 ms	0,1-0,9 u.r.
		Supratensiuni		10-600 ms	1,1-1,8 u.r.
	Momentane	Înteruperi		0,6-3 s	$< 0,1$ u.r.
		Goluri		0,6-3 s	0,1-0,9 u.r.
		Supratensiuni		0,6-3 s	1,1-1,8 u.r.
	Temporare	Înteruperi		3-60 s	$< 0,1$ u.r.
		Goluri		3-60 s	0,1-0,9 u.r.
		Supratensiuni		3-60 s	1,1-1,8 u.r.
Variații de lungă durată	Înteruperi			< 1 minut	-
	Variații lente de tensiune			> 1 minut	0,8-1,2 u.r.
Nesimetria sistemului de tensiunii				Regim permanent	0,5-2 %
Regim deformant	Componentă continuă			Regim permanent	0-0,1 %
	Armonici		$k = 1 \dots 100$	Regim permanent	0-20 %
	Interarmonici		(0-6) kHz	Regim permanent	0-2 %
	Zgomot		Bandă largă	Regim permanent	0-1 %
Variația frecvenței				< 10 s	
Flicker			< 25 kHz	Intermitent	0,1-7 %

De menționat că până în prezent nu există o unanimitate a opiniilor specialiștilor referitor la încadrarea perturbațiilor în diferite categorii. Există diferențe atât între SUA și Europa, cât și între diverse țări ale Europei. Oricum un fapt este cert, prezența perturbațiilor impune analiza și asigurarea calității energiei electrice.

Cât de mult este afectată calitatea energiei electrice de aceste perturbații?

Aceasta depinde fără îndoială de modul în care se modifică valorile unor indicatori sau parametrii specifici energiei electrice, care răspund la acțiunea perturbațiilor.

Ca urmare, calitatea energiei electrice se poate defini ca fiind ansamblul parametrilor (indicatorilor) care condiționează utilizarea energiei electrice, adică satisface necesitățile consumatorilor electrice în concordanță cu destinația lor. Scopul furnizorului de energie electrică este acela de a pune la dispoziția consumatorilor o tensiune alternativă, simetrică, trifazată sinusoidală de frecvență și valoare efectivă menținută între anumite limite, cât mai strânse, fixate contractual. Prin urmare alături de siguranța instalațiilor de alimentare, calitatea energiei electrice impune calitatea tensiunii de alimentare [4.7-4.15].

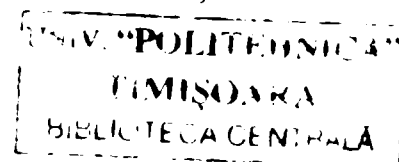
4.2. Calitatea tensiunii de alimentare.

Tensiunea este elementul calitativ principal care condiționează buna funcționare a receptorilor; motiv pentru care calitatea acesteia definește practic calitatea energiei electrice. În standardul EN 50160 [55] sunt definiți diferiți parametri ai tensiunii. Dintre aceștia cei mai importanți sunt:

- Tensiunea de alimentare – valoarea efectivă a tensiunii la un moment dat în punctul comun de cuplare (racord, PCC), măsurată pe durata unui interval de timp dat;
- Tensiunea nominală a sistemului U_n – este tensiunea pentru care sistemul a fost proiectat sau identificat și corespunde regimului de funcționare stabilit;
- Tensiunea declarată de alimentare U_c – este în mod normal tensiunea nominală U_n a sistemului. Dacă, ca urmare a unei înțelegeri între furnizor și consumator, tensiunea la borne, diferă de tensiunea nominală, atunci această tensiune este considerată tensiunea declarată de alimentare – U_c ;
- Condiții normale de funcționare (regimul normal) – corespunde modificării sarcinii conform curbelor de sarcină, comutările și eliminarea defectelor din sistem se efectuează automat cu ajutorul sistemului de protecție în absența unor condiții excepționale datorate influențelor exterioare sau unor evenimente majore;
- Variația tensiunii – este creșterea sau descreșterea tensiunii datorate variației sarcinii totale sau a unei părți ale acesteia;
- Flicker – impresia de instabilitate a senzației vizuale indusă de un stimul luminos a cărei luminanță sau distribuție spectrală fluctuează în timp;
- Nivel de severitate la flicker – intensitatea flickerului definit pe baza măsurătorilor UIE-IEC și evaluate pe baza următoarelor cantități:
 - Severitate pe termen scurt P_{st} măsurată pe durata unei perioade de 10 minute;
 - Severitate pe termen lung P_{lt} , calculată cu o secvență de 12 valori a indicatorului P_{st} , estimați pe o durată de 2 ore și calculată cu relația:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} P_{st}^3 / 12}$$

- Gol de tensiune – este scăderea bruscă a tensiunii de alimentare la valori cuprinse între 90 % și 10 %. Convențional durata unui gol de tensiune este cuprins între 10 ms și 1 minut. Mărimea golurilor de tensiune este definită ca fiind diferența valoarea efectivă minimă a tensiunii pe durata golului și valoarea declarată a tensiunii U_c . Modificările de tensiune, care nu conduc la valori mai mici de 90 % din tensiunea declarată U_c nu sunt considerate goluri;
- Întreruperea alimentării – este regimul în care tensiunea la bornele de alimentare este mai mică decât 1 % din tensiunea declarată U_c . Întreruperile alimentării pot fi clasificate în:
 - planificate, ca urmare a unor lucrări care se efectuează în cadrul sistemului;



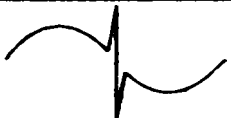



- accidentale, provocate de defecte permanente sau tranzitorii, în majoritate cauzate de evenimente exterioare.
- Supratensiuni de frecvență industrială temporară – au durată relativ mare, de obicei câteva perioade corespunzător frecvenței industriale și datorate în mare parte operațiilor de comutare sau defectelor, adică reducerea bruscă a sarcinii sau deconectarea scurtcircuitelor;
- Supratensiuni tranzitorii – sunt oscilații puternic amortizate, supratensiuni scurte cu durata de câteva milisecunde sau mai puțin, provocate de lovituri de trăsnet sau operații de comutare, spre exemplu deconectarea unui scurtcircuit;
- Tensiunea armonică – tensiunea sinusoidală cu frecvență egală cu un multiplu întreg al frecvenței fundamentale a tensiunii de alimentare. Tensiunile armonice pot fi evaluate:
 - individual prin amplitudinea U_h relativă la tensiunea fundamentală U_1 , unde k este ordinul armonicii;
 - globală, obișnuit prin factorul total de distorsiune THD_U , calculat folosind următoarea relație:

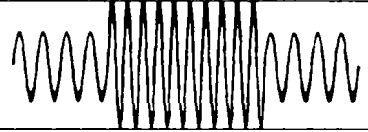
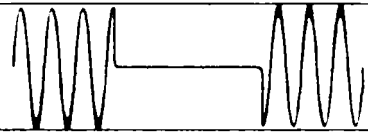


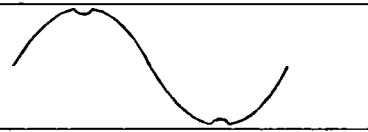
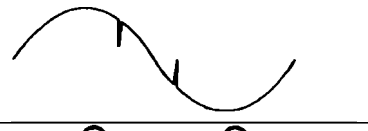
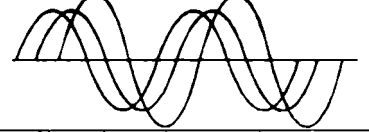
$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2 / U_1^2}$$

- Tensiunea interarmonică – este o tensiune sinusoidală cu frecvență cuprinsă între armonici de frecvență egală cu multiplu întreg de fundamentală;
- Dezechilibrul tensiunii – este un regim (condiție) în care valorile efective ale tensiunii fazelor sau unghiurile dintre fazele consecutive ale unui sistem trifazat de tensiuni nu sunt egale.

Caracteristicile perturbațiilor principale de tensiune sunt prezentate în tabelul 4.2[49] , [51] , [55].

Tabelul 4.2 Caracteristicile perturbațiilor principale de tensiune

Tipul perturbației	Timpul de apariție Frecvența	Durata	Ampitudinea	Forma curbei de tensiune
Supratensiuni Tranzitorii				
Impuls	ns-ms	1 ms-50 ns	0-10 u.r.	
Oscilații	1kHz-10MHz	1 μs-50 ms	0-6 u.r.	
Variații de scurtă durată(rapide)				
Întrepreri	Colaps	10 ms-3 s	100% colaps	
Goluri	Frecvență industrială	0,5-50 cicluri	0,1-0,9 u.r.	

Creșteri de tensiune	Frecvență industrială	0,5-50 cicluri	1,1-1,8 u.r.	
Variații de lungă durată(lente)				
Înteruperi	Colaps	3 s-1 min	100% colaps	
Goluri	Frecvență industrială	> 1 min	0,1-0,9 u.r.	
Creșteri de tensiune	Frecvență industrială	> 1 min	1,1-1,2 u.r.	
Distorsiuni ale curbei tensiunii				
Armonici Semnale creastă	0-100 rang	continuu	0-25 %	
	bandă îngustă	continuu	0-10 %	
Nesimetria sistemului de tensiuni	Frecvență industrială	continuu	< 3 %	

În continuare se vor considera principalele perturbații care afectează tensiunea și anume : variațiile de lungă și scurtă durată, deformarea curbei tensiunii și nesimetria sistemului trifazat de tensiuni de alimentare.

4.3. Variații de lungă durată a tensiunii

4.3.1. Generalități. Clasificări.

Variațiile valorii efective a tensiunii pot fi încadrate într-unul din următoarele categorii [55]:

- variații lente, corespunzătoare unor abateri de $\pm (10-20) \%$ față de valoarea nominală a tensiunii cu perioade cuprinse între 5 min - 24 ore;
- variații rapide, numite și fluctuații, cu abateri de $\pm 10 \%$ și perioade în domeniul de valori 40 ms – 5 min;
- goluri de tensiune, cu amplitudini de $-(90 \div 10) \%$ și durată de 10 ms – 3 s;
- supratensiuni de scurtă durată, cu abateri de $+(10 \div 80) \%$ din tensiunea nominală și durate de 20 ms – 1 min.

Dacă variațiile lente și rapide au caracterul unor variații periodice, golurile de tensiune și supratensiunile de scurtă durată reprezintă variații de scurtă durată, neperiodice și unilaterale. În raport cu duratele lor, variațiile de scurtă durată pot fi: instantanee(0,5 – 30) perioade fundamentale, adică pentru 50 Hz: 10 ms-0,6 s; momentane, cu durate cuprinse în intervalul 0,6-3s; temporare, cu durate de 3s- 1 min.

Pentru a încadra în timp variațiile lente de tensiune, în figura 4.2 se prezintă sugestiv pe o înregistrare a valorilor efective a tensiunii unui nod de rețea, cele patru tipuri de abateri [56].

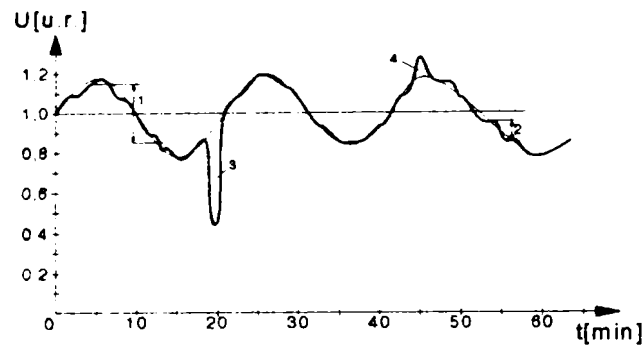


Fig. 4.2. Tipuri de variații ale valorii efective a tensiunii : 1- variație lentă, 2-variație rapidă, 3- gol de tensiune, 4-supratensiune de scurtă durată.

4.3.2. Indicatorii variațiilor lente de tensiune.

Pentru aprecierea variațiilor lente ale tensiunii de alimentare, se folosesc indicatori care exprimă abaterea tensiunii față de valoarea nominală sau față de valoarea medie.

Astfel:

a) Abaterea de tensiune. Reprezintă de regulă exprimarea procentuală a diferenței dintre valoarea efectivă, reală a tensiunii într-un punct al rețelei, numită tensiune de serviciu U_s și tensiunea nominală U_n a aceluși punct, prin raportare la tensiunea nominală, adică:

$$\Delta U = \frac{U_s - U_n}{U_n} \cdot 100 \quad [\%]$$

Abaterea medie a tensiunii pe intervalul T_0 se determină cu relația:

$$\overline{\Delta U} = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} \Delta U(t) \cdot dt \quad [\%]$$

Dacă intervalul T_0 se discreditează într-o sumă de N subintervale t_p de-a lungul cărora valoarea efectivă a tensiunii este practic constantă, abaterea medie se poate calcula cu relația:

$$\overline{\Delta U} = \frac{1}{T_0} \cdot \sum_{p=1}^N t_p \cdot \Delta U_p$$

unde:

t_p este subintervalul cu numărul de ordine p din intervalul T_0 ;

N - numărul de subintervale t_p considerate în cadrul intervalului t_p ;

ΔU_p - abaterea tensiunii pe subintervalul t_p .

Legat de abaterea de tensiune se poate defini și tensiunea de serviciu relativă u , numită și nivelul de tensiune, prin relația:

$$u = \frac{U_s}{U_n}$$

unde U_s este tensiunea de serviciu în unități absolute.

Ca urmare abaterea de tensiune se definește ca fiind:

$$\Delta U = (u - 1) \cdot 100 \quad [\%]$$

iar

$$\overline{\Delta U} = (\bar{u} - 1) \cdot 100 \quad [\%]$$

unde \bar{u} este valoarea medie a nivelului de tensiune și se determină cu relația:

$$\bar{u} = \frac{1}{T_0} \cdot \sum_{p=1}^N u_p \cdot t_p$$

b) Dispersia tensiunii. Considerând tensiunea variabilă aleatoare [52] împrăștierea valorilor variabilei aleatoare în raport cu valoarea sa medie se caracterizează prin dispersia nivelului de tensiune, dat de relația:

$$\sigma_u^2 = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} [u(t) - \bar{u}]^2 \cdot dt$$

sau

$$\sigma_u^2 = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} u^2(t) \cdot dt - (\bar{u})^2$$

c) Abaterea medie pătratică a tensiunii, se definește ca fiind rădăcina pătrată din dispersia tensiunii, adică:

$$\sigma_u = \sqrt{\sigma_u^2}$$

d) Coeficientul de variație a tensiunii:

$$c_u = \sigma_u / \bar{u}$$

e) Gradul de iregularitate a tensiunii:

Iregularitatea tensiunii poate fi caracterizată prin valoarea medie pătratică a abaterilor de tensiune, dată de relația:

$$\varepsilon_u^2 = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} [\Delta u(t)]^2 \cdot dt \quad [\%]^2$$

În raport cu nivelul de tensiune, acest indicator se determină cu relația:

$$\varepsilon_u^2 = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} [u(t) - 1]^2 \cdot 10^4 \cdot dt \quad [\%]^2$$

Legătura dintre gradul de iregularitate și dispersia abaterilor de tensiune se obține scriind pentru ultima, expresia:

$$\sigma_{\Delta u}^2 = \frac{1}{T_0} \cdot \int_0^{T_0} \Delta u^2(t) \cdot dt - (\overline{\Delta u})^2$$

de unde rezultă:

$$\varepsilon_u^2 = \sigma_{\Delta u}^2 + (\overline{\Delta u} \%)^2 \quad [\%]^2$$

Dacă prin stabilirea duratei de observație T_0 se poate ajunge la o abatere medie neglijabilă,

$\overline{\Delta u} \cong 0$, atunci gradul de iregularitate devine, conform relației de mai sus egal cu dispersia abaterii de tensiune, adică:

$$\varepsilon_u^2 = \sigma_{\Delta u}^2$$

O variantă interesantă a indicatorului ε_u^2 este reprezentată de gradul de iregularitate exprimat energetic [53]:

$$\varepsilon_{UP}^2 = \frac{\int_0^{T_0} [\Delta u(t)]^2 \cdot P(t) \cdot dt}{\int_0^{T_0} P(t) \cdot dt} \quad [\%]^2$$

Introducerea acestui indicator constituie o ponderare a abaterilor de tensiune prin consumul de energie electrică consumat pe durata unei anumite abateri. Cu alte cuvinte se asigură o pondere diferențială a abaterilor de tensiune pe diferite intervale și aceasta dependent de mărimea energiei consumate pe acel interval.

În condițiile țării noastre, adică a SREN 50160 în regim normal, excluzând întreruperile de tensiune, în timpul fiecărei perioade a unei săptămâni, 95 % dintre valorile medii efective pe 10 min, trebuie să fie în banda $U_n \pm 10\%$

4.3.3. Indicatorii fluctuațiilor de tensiune [54][55]

Variațiile rapide sau fluctuațiile de tensiune reprezintă variații ale valorilor efective sau la vârf a curbei de tensiune în limitele $\pm 10\%$, produse în domeniul de frecvență 0,003-25 Hz (periodicități 40 ms-5 min), instantanee, momentane, temporare, de lungă durată.

Formele variațiilor rapide ale amplitudinilor în timp pot fi: dreptunghiulare, sinusoidale, exponențiale, neregulate, rectangulare, aleatoare.

Variațiile periodice dreptunghiulare corespund comutării unor sarcini active, variațiile periodice de formă exponențială comutării unor sarcini reactive etc.

Fluctuațiile de tensiune sunt provocate de funcționarea cu șocuri de putere reactivă a unor receptoare cum ar fi:

- frigidere, ascensoare, aparate de sudare în rețelele de joasă tensiune;
- pompe, locomotive electrice, laminoare în instalațiile de medie tensiune;
- cuptoare cu arc electric, laminoare în instalațiile de înaltă tensiune.

Spre exemplu variația mărimilor electrice la o instalație automată de sudare prin puncte este indicată în figura 4.3. Durata unui ciclu de sudare t_c cuprinde un interval activ, t_a și un interval de pauză t_p , care determină pe barele de alimentare o variație practic dreptunghiulară a amplitudinii tensiunii. Aceste variații de tensiune pe barele de alimentare determină efectul de flicker, evaluat prin jena fiziologică asupra ochiului uman, la variația fluxului luminos al lămpilor electrice.

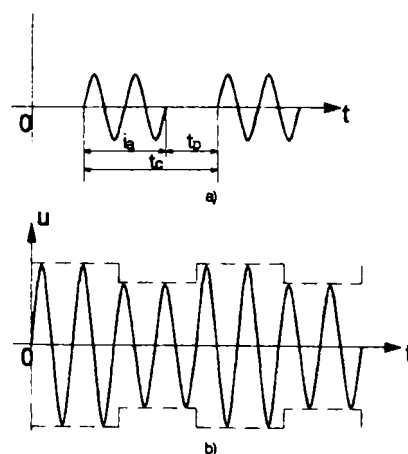


Fig. 4.3. Variația mărimilor curent (a) și tensiune (b) la un aparat de sudare prin puncte.

Experimental s-a constatat că jena maximă, în condiții de jenă maximă este resimțită practic pentru o frecvență de repetiție a fluctuațiilor de aproximativ 10 Hz (valori de 0,3 % din tensiunea nominală determină, la această frecvență de repetiție, jenă fiziologică observatorului uman).

Pentru caracterizarea efectului de flicker se folosesc următorii indicatori:

a) Indicator de flicker instantaneu P , este evaluat pe baza variațiilor de tensiune pe barele de alimentare. Valoarea $P=1$ corespunde pragului convențional de iritabilitate (CEI 1000-3-3) și se determină din curba de iritabilitate indicată în fig.4.4. pentru variații dreptunghiulare de tensiune.

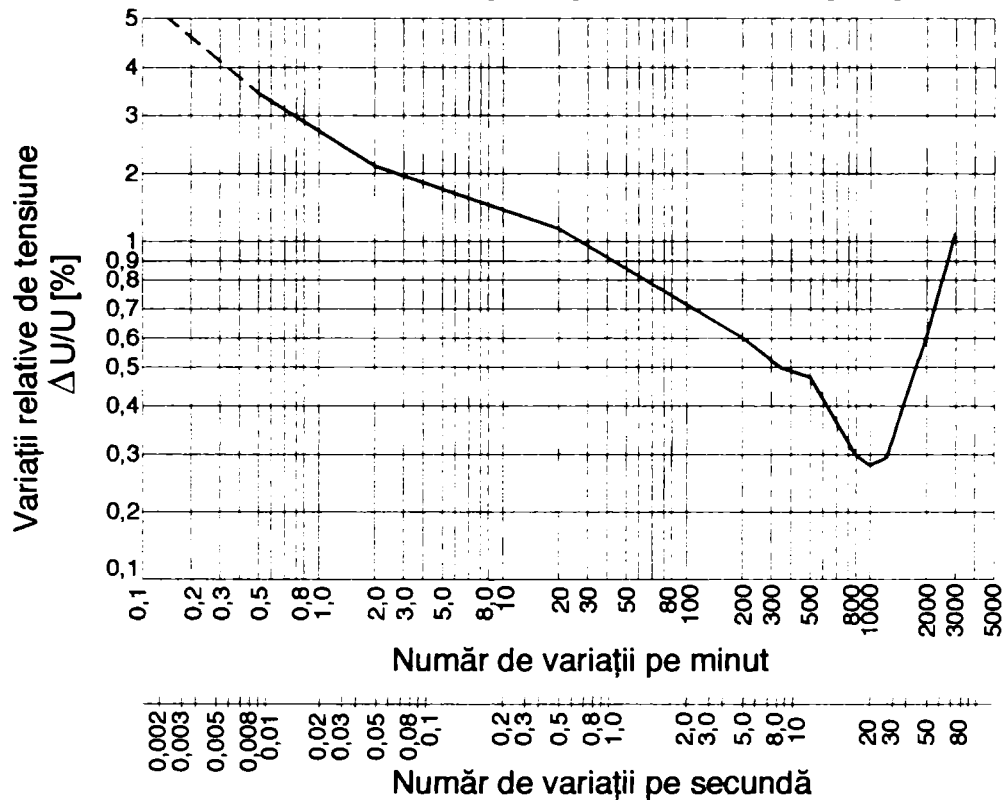


Fig. 4.4. Caracteristica $P=1$ (curba de iritabilitate) pentru variații dreptunghiulare și echidistante de tensiune.

În general o variație ΔU a tensiunii pe barele de alimentare are forma dreptunghiulară indicată în fig. 4.5.

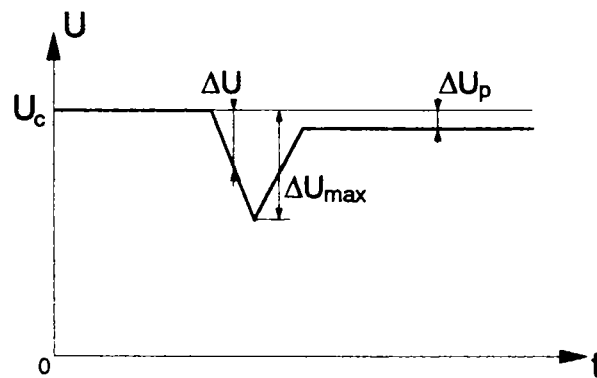


Fig. 4.5. Variație tipică de tensiune.

Dacă tensiunea pe bare, inițial are o valoarea U_c , nivelul d al perturbației este:

$$d(t) = \Delta U / U_c$$

Nivelul maxim d_{\max} rezultă:

$$d_{\max} = \Delta U_{\max} / U_c$$

iar nivelul perturbației staționare este:

$$d_c = \Delta U_p / U_c$$

Curba din fig. 4.4. indică două variații de tensiune, una spre valori inferioare și alta spre valori superioare.

Pentru a lua în considerare mecanismul real de jenă fiziologică, valorile variațiilor de tensiune se ponderează cu factori de corecție dependenți de forma variației. Valorile astfel obținute, se compară cu curba de iritabilitate și se stabilește probabilitatea de depășire a caestei curbe.

Estimarea efectului de jenă fiziologică impune o evaluare pe un interval semnificativ de timp (de obicei 10 minute). Zona de sub curbă este zona fără flicker iar zona de deasupra curbei este zona cu flicker.

b) Indicatorul de timp scurt P_{st} (short-term) rezultă pe baza unei prelucrări statistice a nivelurilor instantanee P , pe un interval determinant de timp (obișnuit 10 minute). Nivelurile instantanee, stabilite spre exemplu la fiecare 15 secunde, sunt utilizate pentru construcția unei curbe de probabilitate cumulate (CPF), care permite determinarea probabilității de depășire a unei anumite valori (fig 4.6.).

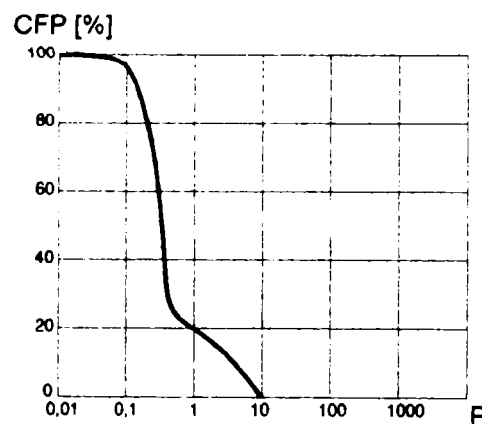


Fig 4.6. Curba de probabilitate cumulată pentru variațiile sub formă de flicker pe barele de alimentare ale unui cuptor cu arc electric.

Informațiile obținute din curba CPF pe intervalul de 10 minute permit calculul lui P_{st} din relațiile:

$$P_{st} = \left[0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_{1s} + 0,0657 \cdot P_{3s} + 0,28 \cdot P_{10s} + 0,08 \cdot P_{50s} \right]^{1/2}$$

Valorile $P_{0,1}$; P_{1s} ; P_{3s} ; P_{10s} ; P_{50s} reprezintă niveluri ale flickerului depășite în 0,1% ; 1% ; 3% ; 10% și respectiv 50% din timp pe intervalul de observație. De menționat că indicele s al mărimilor de mai sus, semnifică faptul că trebuie considerate valorile netezite (smoothed value), adică:

$$P_{50s} = (P_{30} + P_{50} + P_{80}) / 3$$

$$P_{10s} = (P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}) / 5$$

$$P_{3s} = (P_{2,2} + P_3 + P_4) / 3$$

$$P_{1s} = (P_{0,7} + P_1 + P_{1,5}) / 3$$

Constanta de timp de 0,3 s a memoriei flickermetrului asigură ca $P_{0,1}$ să nu se modifice într-un mod brusc și deci nu este necesară netezirea pentru această valoare.

c) Indicatorul de flicker pe termen lung P_{ll} (long-term), de regulă 2 ore. Este definit de relația (CEI-1000-3-3):

$$P_{ll} = \left[\frac{1}{12} \cdot \sum_{j=1}^{12} P_{Sj}^3 \right]^{1/3}$$

unde P_{st} sunt cele 12 valori succesive ale indicatorului de timp scurt, determinate pe intervalul de 2 ore.

Conform SREN 50160, în condiții normale de exploatare, în timpul fiecărei perioade de o săptămână, $P_{st} < 1$ pentru 95% din timp.

Conform PE 142/2001 nivelurile de compatibilitate în rețele de joasă tensiune și medie tensiune sunt $P_{st} = 1$ și $P_{st} = 0,8$ și ele sunt în general relative la o probabilitate care nu depășește 95%.

4.3.4. Indicatorii golurilor de tensiune[55],[62].

Golul de tensiune este definit ca fiind o reducere, pe o durată Δt_g determinantă (în mod obișnuit 3s), a amplitudinii sau a valorii efective a tensiunii unei rețele electrice într-un anumit punct al acesteia. (fig. 4.7)

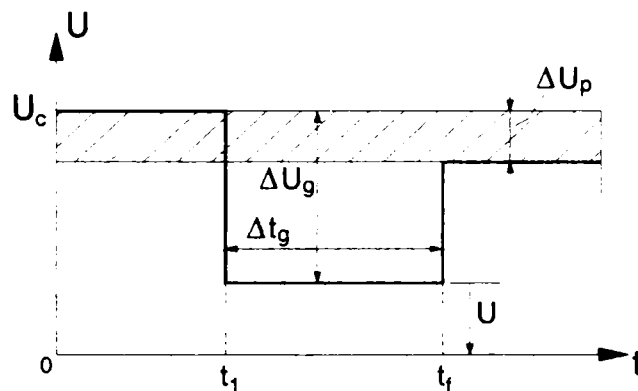


Fig. 4.7. Gol de tensiune.

Amplitudinea ΔU_g a golului de tensiune poate avea valori de $(0,1 \dots 0,9) \cdot U_c$, în care U_c este tensiunea controlată. Se consideră că variațiile de tensiune ΔU_g sub $0,1 \cdot U_c$ sunt cuprinse în banda de funcționare admisă, iar variațiile ΔU_g mai mari de $0,9 \cdot U_c$ corespund unei întreruperi de tensiune.

Golurile de tensiune pot să apară la conectarea unor motoare electrice de putere mare (situație în care de multe ori se folosesc circuite cu semiconductoare a curentului de pornire) sau ca urmare a unor defecte în rețeaua electrică și a eliminării acestora prin funcționarea protecțiilor prin rele și a automatizărilor.

Principali indicatori de calitate ce caracterizează golurile de tensiune sunt:

a) amplitudinea relativă sau procentuală:

$$\varepsilon_g [\%] = \frac{\Delta U_g}{U_c} \cdot 100 [\%] = \frac{U_c - U}{U_c} \cdot 100 [\%]$$

în care U este valoarea reziduală a tensiunii de fază, iar U_c - tensiunea contractată pe fază

b) durata golului de tensiune:

$$\Delta t_g = t_f - t_i$$

în care t_i și t_f sunt momentele inițial și final ale golului de tensiune;

c) frecvența de apariție a golurilor:

$$f_a = N_g / T_r,$$

în care N_g este numărul de goluri de tensiune care apar pe durata de referință T_r (în mod uzual un an).

Pentru caracterizarea completă a golurilor de tensiune pe durata de referință în prezent, conform recomandărilor SR- EN 50160 se operează cu matricea amplitudine- durată (tabelul 4.3).

Tabelul 4.3 Matricea de monitorizare a golurilor și întreruperilor de tensiune.

Durata Δt_g (s) U/U_C	0,01...0,02	0,02...0,1	0,1...0,5	0,5...1,0	1...3	3...20	20...60	60...180
>1,1								
1,1...0,9	t_{real}/T_r							
0,9...0,85								
0,85...0,7								
0,7...0,4								
0,4...0,1								
0,0								

Matricea de monitorizare a golurilor și întreruperilor de tensiune (tabelul 4.3) permite punerea în evidență a supratensiunilor ($U/U_C > 1,1$), a duratei relative de funcționare în banda admisă (t_{real}/T_r), a duratei și amplitudinii golurilor de tensiune ($0,9 < U/U_C < 0,1$ și $\Delta t_g < 3s$), a duratei întreruperilor de scurtă durată ($U/U_C < 0,1$ și $\Delta t_g < 3s$), ca și a celor de lungă durată ($U/U_C < 0,1$ și $\Delta t_g > 3s$).

d) Factorul de performanță definit ca fiind intervalul relativ de timp (t_{real}/T_r), în care tensiunea se găsește în banda admisă.

Diferitele receptoare de energie electrică, în funcție de specificul lor constructiv, prezintă un anumit grad de sensibilitate față de golurile de tensiune. Goluri cu anumite caracteristici pot determina chiar deconectarea receptoarelor sensibile, în special a celor cu comenzi numerice.

În funcție de durată și amplitudine, efectele golurilor de tensiune pot fi diferite în funcție de sensibilitatea receptoarelor:

- pentru tensiuni $U < 0,9 \cdot U_C$, chiar la durate foarte scurte ale golurilor de tensiune, de ordinul $\Delta t_g = (0,2...0,3)s$, rezultă perturbarea funcționării unor aparate de comandă și reglaj (erori de comandă, pierderi de informații);
- pentru o tensiune $U = (0,7...0,8) \cdot U_C$ și durate $\Delta t_g = (0,2...0,3)s$, poate să apară deconectarea contactoarelor de 0,4 kV în circuitele secundare;
- pentru o tensiune $U = (0,5...0,6) \cdot U_C$ și durate $\Delta t_g = (1,5...3)s$, poate apărea instabilitatea motoarelor și a compensatoarelor sincrone;
- pentru tensiuni $U < 0,5 \cdot U_C$ și durata golului peste 0,05s, lămpile cu descărcări se sting și se reaprind la câteva minute de la revenirea tensiunii la valoarea nominală;
- pentru o tensiune $U = (0,15...0,3) \cdot U_C$ apar perturbații în funcționarea convertoarelor statice utilizate la acționările cu viteză variabilă.

Limitele de imunitate ale receptoarelor electrice la goluri de tensiune sunt în general, precizate de către fabricanți (în funcție de clasa de imunitate a receptorului respectiv). Astfel, de exemplu, redresoarele cu semiconductoare, având clase de imunitate A, admit variații de tensiune de scurtă

durată: (0,5-30) perioade ale fundamentalei în domeniul $\pm 15\% \cdot U_C$, spre deosebire de cele de clase B și C, care admit variații de scurtă durată în intervalul $(-10...+15)\% \cdot U_C$.

Convertoarele cu semiconductoare, care funcționează în regim de inverter, admit variații de tensiune de scurtă durată, după cum urmează:

- cele cu clasă de imunitate A: $\pm 15\% \cdot U_C$;
- cele cu clasă de imunitate B: $(-10...+15)\% \cdot U_C$;
- cele cu clasă de imunitate C: $(-7,5...+15)\% \cdot U_C$.

Studiile efectuate cu ajutorul unor echipamente speciale pentru monitorizarea golurilor și întreruperilor de tensiune vor permite obținerea informațiilor necesare pentru înscrierea în contractul de furnizare a energiei, a valorilor indicatorilor privind golurile de tensiune.

Normele CEI indică, cu titlu informativ, următoarele durate ale golurilor de tensiune (corespunzătoare frecvenței fundamentalei):

- instalații de clasă A o semiperioadă;
- instalații de clasă B sau C (1..300) semiperioade.

4.4. Regimul nesinusoidal. Indicatorii regimului nesinusoidal.

4.4.1. Generalități

Este bine cunoscut regimul nesinusoidal, cauzele și efectele sale. Prezența lui conduce la scăderea randamentelor instalațiilor de transport și distribuție, precum și a celor aferente consumatorilor. [52-60], [63-65].

Distorsionarea poate proveni de la generatoarele electrice care pot furniza tensiuni nesinusoidale, dar mai ales de la consumatorii neliniari. Aceștia sunt în general numite elemente deformante și pot fi categorisite în două categorii:

- elemente deformate de categoria I-a, sunt elemente de circuit, care alimentate cu semnale sinusoidale determină fenomene deformante; din categoria acestora fac parte: convertoarele electronice, cuptoarele cu arc electric și în general orice element de circuit pronunțat neliniar;

- elemente de circuit de categoria a II-a, sunt elemente de circuit, care nu produc ele însele regim deformant, dar alimentate cu mărimi nesinusoidale, modifică distorsiunea existentă (de regulă sunt elemente reactive care formează circuite oscilante ale căror frecvențe pot să coincidă cu frecvențele curenților armonici produși de elemente deformante de categoria I-a).

Distorsiunile armonice dintr-o rețea electrică se pot întâlni sub formă de: componentă continuă, armonici, interarmonici, impulsuri de comutație, zgomote. Dintre acestea în mod deosebit interesează: componenta continuă, armonicile și interarmonicile.

- Componenta continuă este determinată de prezența unei tensiuni sau a unui curent continuu, într-un sistem electroenergetic de tensiune alternativă. Ea poate apare ca efect a unor redresări monoalternanță. În regim normal de funcționare componenta continuă poate produce saturarea circuitului magnetic al transformatoarelor de putere sau a altor echipamente cu circuit magnetic, conducând la încălziri suplimentare, reducând durata de viață și apariția poluării armonice.

- Armonicile sunt curenți sau tensiuni sinusoidale, având o frecvență multiplu întreg al frecvenței la care sistemul este prelucrat să funcționeze. Prezența armonicilor își are originea în neliniaritatea elementelor ce alcătuiesc sistemul electroenergetic; nivelul distorsiunii poate fi descris prin spectrul armonic, cu indicarea amplitudinii și a defajajului pentru fiecare armonică.

Identificarea spectrului armonic se efectuează prin analiză armonică. Aceasta reprezintă operația de descompunere a unei oscilații periodice oarecare în oscilații armonice ale căror frecvențe

sunt multipli întregi ai frecvenței fundamentale. Astfel funcția de timp $f(t)$ aferentă unui semnal poate fi scrisă sub formă dezvoltată [65]:

$$f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} [a_k \cdot \cos(k\omega_1 t) + b_k \cdot \sin(k\omega_1 t)], \quad (4.1)$$

unde termenii de pulsație $k\omega_1$ se numesc armonici de rang k și sunt dați de relațiile:

$$a_k = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cdot \cos(k\omega_1 t) dt; \quad b_k = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cdot \sin(k\omega_1 t) dt, \quad (4.2)$$

Pentru $k = 0$ se obține componentă continuă, ca fiind valoarea medie pe o perioadă a funcției $f(t)$ și anume:

$$c_0 = \frac{a_0}{2} = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \cdot dt, \quad (4.3)$$

$$\text{Sub formă restrânsă } f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} c_k \cdot \sin(k\omega_1 t + \alpha_k), \quad (4.4)$$

unde $c_k = \sqrt{a_k^2 + b_k^2}$, iar α_k este faza inițială a armonicii de rang k și se determină cu relația:

$$\alpha_k = \arctg(a_k / b_k)$$

Dacă se au în vedere relațiile lui Euler, funcția $f(t)$ poate fi scrisă și sub forma:

$$f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} [c_k \exp(jk\omega_1 t) + c_{-k} \exp(-jk\omega_1 t)] = \sum_{k=-\infty}^{\infty} c_k \exp(jk\omega_1 t), \quad (4.5)$$

unde amplitudinea complexă c_k are expresia: $c_k = \frac{a_k - jb_k}{2}$.

Deoarece regimul real de funcționare se caracterizează prin abateri de la condiția de periodicitate a semnalelor de tensiune și curent, practic se poate vorbi de regimuri cvasistaționare iar descompunerea în serie Fourier se efectuează considerându-se o fereastră de durată T_w ce cuprinde mai multe perioade N corespunzătoare frecvenței fundamentale, adică $T_w = N \cdot T_1$ [55].

Ca urmare se poate scrie:

$$f(t) = c_0 + \sum_{k=1}^{\infty} c_k \cdot \sin\left(\frac{k}{N} \omega_1 t + \varphi_k\right)$$

cu $c_k = |b_k + ja_k| = \sqrt{a_k^2 + b_k^2}$

$$C_k = c_k / \sqrt{2}$$

$$\varphi_k = \arctg(a_k / b_k) \text{ dacă } b_k \geq 0$$

$$\varphi_k = \pi + \arctg(a_k / b_k) \text{ dacă } b_k < 0$$

$$b_k = \frac{2}{T_w} \int_0^{T_w} f(t) \cdot \sin\left(\frac{k}{N} \omega_1 t + \varphi_k\right) dt$$

$$a_k = \frac{2}{T_w} \int_0^{T_w} f(t) \cdot \cos\left(\frac{k}{N} \omega_1 t + \varphi_k\right) dt$$

$$c_0 = \frac{1}{T_w} \int_0^{T_w} f(t) dt$$

În relațiile de mai sus mărimile care intervin au semnificația:

ω_1 - este viteza unghiulară a fundamentalei;

T_w - durata ferestrei de timp ($T_w = N \cdot T_1; T_1 = 1/f_1$), durata ferestrei este funcție de timpul în care aplicarea transformatei Fourier este performantă;

$$c_k - \text{amplitudinea componentei de frecvență } f_k = \frac{k}{N} \cdot f_1;$$

c_0 - componenta continuă;

k - număr ordinar, corespunzător ordinului spectral al liniei relativ la frecvența de bază.

Practic semnalul este eșantionat, considerându-se un număr de eșantionare pe perioade, egal spre exemplu cu $2p$. Cu cât numărul $2p$ este mai mare cu atât și precizia de estimare a coeficienților armonici a_k, b_k, c_k este mai bună. Teorema eșantionării impune ca numărul de eșantionare și ordinul maxim al armonicii k să fie în relația:

$$2p \geq 2k_{\max}.$$

De regulă $k_{\max} = 40$ iar $2p$ se adoptă 128 sau chiar 256. Astfel semnalul poate fi calculat cu relația:

$$f(n) = c_0 + \sum_{k=1}^{40} c_k \sin\left(\frac{k\pi n}{p} + \varphi_k\right)$$

$$a_0 = \frac{1}{2p} \sum_{n=1}^{2p} f(n); \quad a_k = \frac{1}{p} \sum_{n=1}^{2p} f(n) \cos\left(\frac{k\pi n}{p}\right); \quad b_k = \frac{1}{p} \sum_{n=1}^{2p} f(n) \sin\left(\frac{k\pi n}{p}\right).$$

4.4.2. Indicatorii regimului nesinusoidal.

În țara noastră conform PE 143/2001 și în concordanță cu recomandările CEI se consideră drept indicatori ai armonicilor: rangul armonicii, nivelul acesteia și factorul de distorsiune pentru tensiune și/sau curent electric.

În continuare vor fi trecuți în revistă indicatorii de calitate ai armonicilor; astfel:

a) nivelul armonicii; pentru o armonică de rang k , nivelul armonic k pentru tensiune, respectiv curent are expresia:

$$\gamma_{kU} = \frac{U_k}{U_1} \cdot 100 \quad [\%] \quad \text{și} \quad \gamma_{kI} = \frac{I_k}{I_1} \cdot 100 \quad [\%]$$

unde U_k, I_k, U_1 și I_1 sunt valorile efective ale armonicilor de rang k , respectiv fundamentală a tensiunii și curentului, determinându-se cu relațiile de mai sus, unde $f(n)$ este $u(n)$ respectiv $i(n)$.

b) Factorul de formă este raportul dintre valoarea efectivă a mărimii și valoarea medie pe o perioadă, adică:

$$k_{fU} = \frac{U}{U} \quad \text{sau} \quad k_{fI} = \frac{I}{I}$$

Pentru o curbă sinusoidală $k_f = 1,11$, aplatizată $k_f < 1,11$ iar pentru ascuțită $k_f > 1,11$;

c) Factorul de vârf este raportul dintre valoarea maximă a curbei nesinusoidale și valoarea efectivă a acesteia:

$$k_{vU} = \frac{U_{\max}}{U} \quad \text{și} \quad k_{vI} = \frac{I_{\max}}{I}.$$

Pentru o curbă sinusoidală $k_v = \sqrt{2}$;

d) Factorul de distorsiune în conformitate cu CEI-1000-2-2 [50] se definește ca fiind raportul exprimat în procente dintre reziduu deformant U_d, I_d și valoarea efectivă a fundamentalei, adică:

$$\delta_U = \frac{U_d}{U_1} \cdot 100 = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{40} U_k^2}}{U_1} \cdot 100 \text{ [%]} \text{ și}$$

$$\delta_I = \frac{I_d}{I_1} \cdot 100 = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{40} I_k^2}}{I_1} \cdot 100 \text{ [%]}$$

Normele IEEE definesc factorul de distorsiune THD_V , THD_I - Total harmonic distortion, iar când raportarea se face la curentul maxim absorbit de pe fundamentală I_{1max} , definesc TDD - Total demand distortion. Curentul maxim corespunde unui regim de sarcină limită [49], [55];

e) Factorul de influență telefonică TIF este o variantă ponderată a factorului de distorsiune, tensiunile armonice fiind ponderate funcție de influența asupra audierii telefonice, ținând seama de sensibilitatea urechi umane, de curba de răspuns a unui receptor telefonic și de cuplaj între linia telefonică și linia perturbatoare:

$$TIF = \frac{\sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} (k_k \cdot p_k \cdot U_k)^2}}{\sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} U_k^2}}$$

unde:

k_k este factorul de cuplaj;

p_k - factor de ponderare, $p_k = 1$ pentru $f = 1000\text{Hz}$ și $0 \leq p_k \leq 1$ pentru alte frecvențe;

U_k - valoarea efectivă a armonicii de rang k .

Factorul TIF poate fi calculat și pe baza curenților armonici din sistemul electroenergetic. În această situație:

$$TIF = \sum_{k=1}^{\infty} I_k \cdot p_k / \sqrt{2} \cdot I_1;$$

f) Indicatorul IT reprezintă curentul echivalent de frecvență constantă care, acționând într-o instalație energetică, determină același nivel de perturbatoare a unei linii de telecomunicații ca și curentul real:

$$IT = \left[\sum_{k=1}^{\infty} (k_k \cdot p_k \cdot I_k)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

unde I_k este valoarea efectivă a armonicii de rang k a curentului.

Obișnuit $TIF = 15..40$ iar $IT \leq 2000\text{A}$.

Nivelurile de compatibilitate legate de regimurile nesinusoidale sunt în general relative la o probabilitate care nu depășește 95%. Nivelurile de compatibilitate ale tensiunilor armonice pentru rețelele de JT și MT sunt prezentate în tabelul 4.4

Tabel 4.4 Nivelurile de compatibilitate ale tensiunilor armonice (% din tensiunea nominală) pentru rețelele de JT și MT (conform CEI 1000-3-6)

Rang impar nu multiplu de 3		Rang impar multiplu de 3		Rang par	
Rang k	Tensiunea armonică %	Rang k	Tensiunea armonică %	Rang k	Tensiunea armonică %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1

11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	> 21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			> 12	0,2
25	1,5				
> 25	$0,2 + 1,3 \cdot 25/k$				

NOTA: Factorul de distorsiune armonică totală: 8%

Procedura de evaluare se face conform SR CEI 61000-4-7-2000 pe un interval de o săptămână. Este de dorit ca:

- valoarea maximă zilnică, corespunzătoare probabilității cumulate de 95%, ca medie pătratică a eșantioanelor pe o perioadă foarte scurtă de 3s, pentru fiecare rang armonic U_k să nu depășească nivelul de planificare;

- valoarea maximă săptămânală, ca medie pătratică a eșantioanelor pe o perioadă scurtă de 10 min, pentru fiecare rang armonic U_k să nu depășească nivelul de planificare;

- valoarea maximă săptămânală a lui U_k să nu depășească de 1,5-2 ori nivelul de planificare (tabelul 4.5).

Tabelul 4.5 Valori recomandate pentru nivelurile de planificare ale tensiunilor armonice (% din tensiunea nominală) pentru rețele de MT, IT, FIT (conform CEI 1000-3-6)

Rang impar, nu multiplu de 3			Rang impar multiplu de 3			Rang par		
Rang k	Tensiunea armonică %		Rang k	Tensiunea armonică %		Rang k	Tensiunea armonică %	
	MT	IT - FIT		MT	IT - FIT		MT	IT - FIT
5	5	2	3	4	2	2	1,6	1,5
7	4	2	9	1,2	1	4	1,0	1,0
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	> 21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,2	1				12	0,2	0,2
23	1,2	0,7				> 12	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
> 25	$0,2 + 0,5 \cdot 25/k$	$0,2 + 0,5 \cdot 25/k$						

4.5. Regimul nesimetric. Indicatorii regimului nesimetric.

Pentru a putea discuta de regimul nesimetric, este necesar să considerăm o rețea trifazată ce alimentează cu un sistem trifazat de tensiuni și curenți un receptor dezechilibrat.

Un sistem trifazat simetric de mărimi sinusoidale se caracterizează prin cei trei fazori reprezentativi; care sunt [59], [61]:

- egali în modul;
- defazați unul față de altul cu un unghi egal cu $2\pi/3$.

Rețeaua se numește echilibrată dacă impedanțele (rețelei și sarcinii) pe cele trei faze sunt identice, adică:

- au același modul;

- au același argument.

Dacă, una din impedanțele complexe diferă față de celelalte, rețeaua se numește dezechilibrată.

În rețele electrice cu surse de tensiune nesimetrice, sarcina absoarbe curenții nesimetrice și rezultă perturbații sub formă de nesimetrii. De asemenea, perturbații sub formă de nesimetrie rezultă în cazul în care sursele de tensiune sunt simetrice, dar rețeaua este dezechilibrată.

Regimul nesimetric permanent poate fi determinat de :

- sarcini inegale pe cele trei faze ale rețelei de alimentare;
- receptoare monofazate repartizate inegal pe cele trei faze;
- receptoare bifazate (aparate de sudare electrică, cuptoare electrice, tracțiune electrică etc);
- receptoare trifazate dezechilibrate;
- impedanțe diferite ale liniilor electrice pe cele trei faze.

Indicatorii de calitate ai regimului nesimetric sunt [56]:

a) factorul de nesimetrie negativă de tensiune $k_{\bar{s}}$, este definit ca raport între valoarea efectivă a componentei de secvență negativă de tensiune U^- și valoarea efectivă a componentei de secvență pozitivă a tensiunii U^+ :

$$k_{\bar{s}} = \frac{U^-}{U^+}$$

b) factorul complex de nesimetrie negativă de tensiune $\underline{k}_{\bar{s}}$ este egal cu:

$$\underline{k}_{\bar{s}} = \frac{U^-}{U^+} = k_{\bar{s}} \exp(j\theta^-),$$

unde θ^- este defajajul dintre fazorii \underline{U}^- și \underline{U}^+ ;

c) factorul de nesimetrie zero de tensiune k_s^0 se definește ca raport dintre valoarea efectivă a componentei de secvență zero și valoarea efectivă a componentei de secvență pozitivă a tensiunii:

$$k_s^0 = \frac{U^0}{U^+}$$

d) factorul complex de nesimetrie zero, se definește cu relația:

$$\underline{k}_s^0 = \frac{U^0}{U^+} = \frac{U^0}{U^+} \exp(j\theta^0) = k_s^0 \exp(j\theta^0)$$

unde θ^0 este defajajul dintre fazorii \underline{U}^0 și \underline{U}^+

e) În unele țării, nivelul de nesimetrie de tensiune se caracterizează prin abaterea maximă a tensiunii de fază, față de valoarea medie a tensiunilor celor trei faze, raportată la valoarea medie de fază; astfel:

$$U_{med} = \frac{U_a + U_b + U_c}{3} \text{ iar } \delta_A = \frac{U_a - U_{med}}{U_{med}}; \delta_B = \frac{U_b - U_{med}}{U_{med}}; \delta_C = \frac{U_c - U_{med}}{U_{med}}$$

Corespunzător nivelul de nesimetrie se determină din expresia:

$$\delta_V = \max\{\delta_f\}; f = a, b, c$$

Prin normele internaționale (CEI, EN, UNPEDE, DISNORM) în domeniul nesimetriilor de tensiune rezultă [55]:

- se definesc factorii de nesimetrie negativă $k_U^- = \frac{U^-}{U^+} \cdot 100$ și nesimetrie zero $k_U^0 = \frac{U^0}{U^+} \cdot 100$

(CEI 1000-2-2);

- se indică un nivel total admisibil pentru factorul de nesimetrie, ca suma celor doi factori menționați mai sus;

- valoarea acestora este unanim dată pentru rețelele de distribuție: 2%, cu precizarea la EN 50160 de realizare a acestei valori în 95% din intervalul de referință de o săptămână.

4.6. Studiu de caz. Calitatea energiei electrice livrate consumatorilor dintr-o stație RET (Stația Timișoara).

Așa cum s-a prezentat în primul capitol, alimentarea cu energie electrică în cazul serviciilor proprii ale unei stații RET se realizează fie printr-o linie de medie tensiune, fie prin intermediul înfășurării terțiare a autotransformatorului. Având în vedere subiectul prezentei lucrări se va insista pe alimentarea din înfășurarea autotransformatorului. Acesta reprezintă elementul cheie în alimentarea serviciilor proprii. În acest sens în cele ce urmează se vor face referiri mai întâi la autotransformatoarele de 200 MVA, echipamente aproape omniprezente în instalațiile RET.

4.6.1. Autotransformatorul de 200/200/60 MVA și 231/121/10,5 kV echipament principal al stațiilor RET din România [73] , [74] .

Pentru realizarea interconectării rețelelor de 110 și 220 kV din sistemul energetic român sunt folosite 90 de autotransformatoare de 200/200/60 MVA 231/121/10,5 kV, instalate în 57 de stații de transformare [44]. Utilizarea lor a fost considerată mai avantajoasă comparativ cu utilizarea transformatoarelor, datorită următoarelor considerente: preț de cost mai scăzut, pierderi mai reduse (deci preț de transport mai redus), dimensiuni mai mici, randament mai mare, reglaj mai bun, curenți de magnetizare mai mici.

Inconvenientul major al utilizării acestor autotransformatoare l-a constituit creșterea curenților de scurtcircuit, datorită faptului că reactanța autotransformatoarelor este mai mică decât a transformatoarelor și pentru că punctul neutru al înfășurărilor de 110 și 220 kV este legat la pământ, pentru a se permite reducerea degresivă a izolației înfășurărilor. În general, această problemă este mai importantă în rețeaua de 110 kV unde puterile de scurtcircuit au atins în multe stații valori apropiate de limitele plafon [44] , [84].

Toate cele 90 de autotransformatoare de tipul menționat au înfășurarea terțiară conectată în triunghi, scopul acesteia fiind în principal de a proteja autotransformatorul și sistemul contra tensiunilor de armonică trei excesiv de mari, de a preveni interferența telefonică datorită curenților și tensiunilor de armonică trei în liniile și conexiunile de legare la pământ, respectiv de alimentare a unor compensatoare sau servicii proprii ale stațiilor RET. În timpul exploatării autotransformatoarelor s-au produs 14 defecțiuni la înfășurarea terțiară, datorită, în principal, unor scurtcircuite monofazate în rețelele de 110 și 220 kV. Frecvența ridicată a conectărilor și deconectărilor de la rețea a autotransformatoarelor respectiv durata îndelungată de exploatare a lor au constituit factori favorizanți ai defecțiunilor produse.

În exploatare avarierea unui autotransformator constituie un eveniment extrem de grav, printre altele, datorită necesității înlocuirii echipamentului avariat cu unul în bună stare de funcționare. Avaria necesită o intervenție imediată, dar dimensiunile și masa autotransformatorului avariat complică manopera și problemele de rezolvat. În cazul defecțiunilor la înfășurarea terțiară trebuie avută în vedere necesitatea transportului autotransformatorului la fabrică sau la un atelier de reparații specializat, aceasta fiind o operație complicată întrucât implică un mare volum de muncă, disponibilitate mijloacelor de ridicat și transport necesare, greu de obținut într-un timp scurt.

Calea cea mai sigură pentru reducerea probabilității de defectare a înfășurării terțiare la autotransformatoarele de 200/200/60 MVA, 231/121/10,5 kV din sistemul energetic național constă în reducerea solicitărilor electrodinamice în această înfășurare la valori la care să nu fie periclitată integritatea ei.

Transformatorul electric care are înfășurările cuplate între ele atât magnetic cât și galvanic se numește autotransformator. Schema electrică este prezentată în fig. 4.8, în fig. 4.8 a este un autotransformator monofazat coborâtor de tensiune, iar fig. 4.8 b unul ridicător de tensiune.

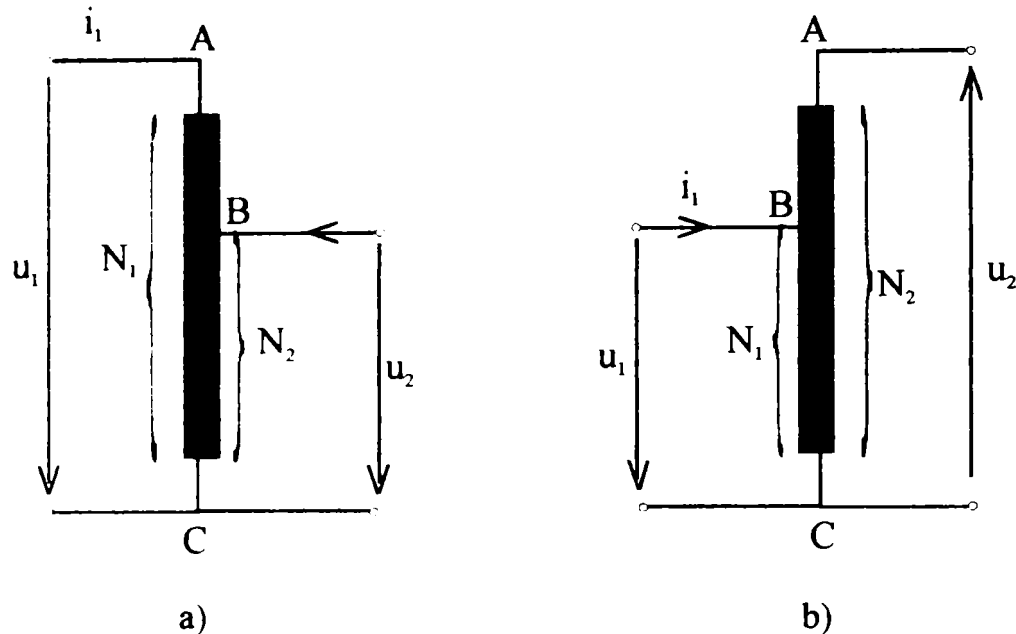


Fig 4.8. Schema electrică echivalentă a autotransformatorului:
a) coborâtor; b) ridicător de tensiune

Autotransformatorul se construiește la fel ca și transformatorul cu două înfășurări, mono, tri și în general polifazat, sub formă uscată pentru puteri mai mici și în ulei pentru puteri mai mari. Înfășurarea autotransformatorului are o parte care aparține numai primarului sau numai secundarului și o parte comună.

Autotransformatorul electric se utilizează la cuplări de linii electrice cu tensiuni apropiate, precum și la pornirea motoarelor electrice sincrone și de inducție, în care caz pe partea secundară se execută incizii, astfel încât, trecând de la o incizie la alta, să se obțină diferite tensiuni secundare corespunzătoare procesului de pornire. Randamentul autotransformatoarelor puternice atinge valori de ordinul 99,7%.

Autotransformatorul, ca și transformatorul, realizează transformarea tensiunilor și curenților corespunzător raportului de transformare definit prin: $k = \frac{N_1}{N_2}$.

Un dezavantaj esențial al autotransformatorului electric îl constituie faptul că partea de joasă și cea de înaltă tensiune nu sunt separate galvanic. O întrerupere pe partea comună face să crească tensiunea pe partea de joasă tensiune la valoarea celei de pe partea de înaltă tensiune, ceea ce poate avea urmări grave. Din acest motiv, autotransformatorul se utilizează în mod normal numai atâta timp cât raportul dintre tensiunea înaltă și cea joasă rămâne inferior lui 2. Pentru $k > 2$ sau $k < 0,5$ se preferă transformatorul cu două înfășurări.

Tensiunea de scurtcircuit și căderea de tensiune sunt mai mici, iar curentul de scurtcircuit mai mare decât în cazul unui transformator cu două înfășurări. Din acest motiv, un scurtcircuit brusc la un autotransformator are efecte mai grave. Trebuie acordată o atenție deosebită consolidării înfășurărilor unui autotransformator.

Transferul de putere din primar în secundar, la un autotransformator, se realizează numai parțial prin intermediul cuplajului magnetic între înfășurări, restul realizându-se prin intermediul cuplajului galvanic. Raportul între cele două puteri, P_{em} – transferată pe cale electromagnetică și P_e – transferată pe cale galvanică, neglijând pierderile, este egal cu raportul între numărul de spire ale părților AB și BC (fig 4.8 a). Avem prin urmare:

$$\frac{P_{em}}{P_e} = \frac{N_1 - N_2}{N_2} = k - 1; \quad P_{em} + P_e = P \quad (4.6)$$

Miezul feromagnetic trebuie dimensionat numai pentru puterea P_{em} , ceea ce înseamnă că este mai ușor și mai ieftin decât al unui transformator cu două înfășurări de aceeași putere. Pierderile în înfășurări sunt și ele mai mici.

Dacă pierderile în cupru ale autotransformatorului – p_{cuAT} , respectiv pierderile în cupru ale transformatorului – p_{cuT} , atunci:

$$P_{cuAT} = R_{AB} \cdot I_1^2 + R_{BC} (I_2 - I_1)^2 = \left(1 - \frac{1}{k}\right) (R_{1T} \cdot I_1^2 + R_{2T} \cdot I_2^2) \quad (4.7)$$

și deci

$$P_{cuAT} = \left(1 - \frac{1}{k}\right) P_{cuT} \quad (4.8)$$

În consecință, la miezuri feromagnetice egale și densități ale curenților electrici egale, pierderile în înfășurările autotransformatorului electric sunt de $\left(1 - \frac{1}{k}\right)$ ori pierderile din înfășurările unui transformator cu două înfășurări. Cum $\left(1 - \frac{1}{k}\right) < 1$, rezultă că

$$P_{cuAT} < P_{cuT}$$

În mod obișnuit, miezurile nefiind egale, între pierderile din înfășurări are loc relația:

$$P_{FeAT} < P_{FeT}; \quad P_{cuAT} < P_{cuT}$$

și, prin urmare pierderile dintr-un autotransformator sunt mai mici, iar randamentul mai mare decât în cazul unui transformator cu două înfășurări. Din acest motiv autotransformatorul se mai numește și transformator în conectare economică.

4.6.2. Mărimi caracteristice și reglajul tensiunii.

Caracteristicile autotransformatorului s-au luat din literatura de specialitate și caietul de sarcini furnizat de fabricant [77].

Pe partea de 10,5kV, triunghiul terțiarului se realizează în interiorul cuvei, pe capac este scoasă numai borna fazei „a” prin care terțiarul este pus la masă. Izolatorul acestei borne este de tipul Te 20 kV-4500 A. La toate autotransformatoarele există posibilitatea de montare a tuturor bornelor.

Pe partea de 220kV se utilizează izolatoare de tip condensator 245kV/800 A cu linie de fugă normală 1,8 cm/kV.

Pe partea de 110kV se utilizează izolatoare speciale multifilare de tip condensator 145kV/1000 A pentru montarea a 3 descărcătoare de protecție, izolatoarele având linia de fugă 1,8 cm/kV.

Pe nului autotransformatorului se utilizează izolator de tip condensator 123 kV/1250 A cu linia de fugă normală de 1,8 cm/kV.

- Tipul autotransformatorului :	ATUS-FS
- Puteri nominale:	200/200/60 MVA
- Raportul nominal de transformare la mers in gol :	231/121/10.5 kV
- Reglajul înaltei tensiuni sub sarcină :	±12 x 1,25 %
- Curenții nominali :	
• Curentul nominal al înfășurării de înaltă tensiune :	500 A
• Curentul nominal al înfășurării de joasă tensiune :	954,4 A

- Curentul nominal al înfășurării terțiare : 3299 A
 - Frecvența : 50 Hz
 - Tensiuni de scurtcircuit :
 - Înaltă tensiune - joasă tensiune , raportată la puterea de 200 MVA
 - pentru priza Un-12 x 1,25 % Un : 7 % ± 10 % toleranță
 - pentru priza Un : 10 % ± 10 % toleranță
 - pentru priza Un+12 x 1,25 % Un : 14,5 % ± 10 % toleranță
 - Înaltă tensiune – terțiar , raportată la puterea de 60 MVA : 10 % ± 15 % toleranță
 - Joasă tensiune – terțiar , raportată la puterea de 60 MVA : 6,3 % ± 15 % toleranță
 - Conexiuni :
 - Înaltă tensiune - joasă tensiune : Yn-autotrafo
 - Joasă tensiune - terțiar : Y Δ 5
 - Joasă tensiune - terțiar : Y Δ 5
 - Pierderi de mers in gol : 90 kW + 15 %
 - Curent de mers in gol : 0,4 % + 30 %
 - Pierderi de scurtcircuit nominale : 485 kW +10 % toleranță
 - Supratemperaturi admisibile corespunzătoare temperaturii ambiante de 40° C :
 - Medie înfășurări : 65° C
 - Maximă ulei : 60° C
 - Puterea nominală continuă de 200 MVA se garantează pe toate treptele comutatorului de reglaj sub sarcină.
 - Sistemul de răcire – circulație forțată a uleiului și suflaj cu aer a suprafețelor de răcire.
 - Puterea absorbită de instalația de răcire : 27 kW
 - Capacitatea de suprasarcină conform STAS - 1703 – 67.
 - Stabilitate dinamică și termică :
- Autotransformatorul este dimensionat și se garantează la :
- Rezistentă dinamică a tuturor înfășurărilor, la toate tipurile de scurtcircuit externe pentru puterile de scurtcircuit de 12 GVA la 220kV, 6 GVA la 110kV și 1,2 GVA la 10,5kV.
 - Rezistentă termică la scurtcircuit timp de 5 secunde , fără a depăși încălzirea limită , la următorii curenți :
 - înfășurarea de înaltă tensiune : 8,5kA
 - înfășurarea de joasă tensiune : 17kA
 - înfășurarea terțiară : 52kA
 - Tensiuni de încercare pentru înfășurări:
 - tensiune de încercare la impuls cu undă plină 1/50 μs polaritate negativă
 - înfășurarea de înaltă tensiune : 900kV vârf
 - înfășurarea de joasă tensiune : 450kV vârf
 - înfășurarea terțiară : 75kV vârf
 - tensiune de încercare la impuls cu undă tăiată :
 - înfășurarea de înaltă tensiune : 900kV vârf
 - înfășurarea de joasă tensiune : 450kV vârf
 - înfășurarea terțiară : 85kV vârf

Încercarea la impuls de tensiune cu undă plină și tăiată se face cu capetele înfășurării de reglaj scurtcircuitate. Scurtcircuitarea se face în exterior la izolatorul de 110kV multifilar, izolatorul fiind de construcție specială și prin el se scoate ieșirea de 110kV și trei prize ale înfășurării de reglaj (cele doua prize externe și priza mediană).

- tensiune indusă în monofazat

$$U_i = 1,5 \cdot U_n \quad T = 60 \cdot \frac{2 \cdot f_n}{f_i} > 15 \text{ sec}$$

unde comutatorul este pe poziția 1.

- Între borna liberă de 231 kV și masă 355kV
- Între borna liberă de 121 kV și masă 226kV
- tensiune aplicată
- nulul 220kV
- înfășurarea terțiară 28kV

În timpul funcționării înfășurarea de reglaj este protejată prin trei descărcătoare de tip XAA 37 corespunzătoare unei tensiuni nominale de 30kV.

- nivelul de zgomot la tensiune nominală : 82 db
- uleiul de umplere pentru autotransformator : STAS 811-72

Descărcătoarele pentru protecția înfășurării de reglaj se montează câte 3 bucăți pe fiecare izolator de pe partea de 110kV.

Reglajul tensiunii sub sarcină se efectuează cu trei comutatoare monofazate cu acționare unică cu comandă manuală de pe loc și electrică de pe loc sau de la distanță.

Autotransformatorul este echipat cu trei comutatoare monofazate de reglaj sub sarcină a tensiunii de tipul M.I.800-14.37.3. Acționarea comutatorului se face cu dispozitivul de acționare al acestuia. Dispozitivul permite acționarea comutatorului de pe loc, manual sau electric și de la distanță din sala de comandă, electric.

Comutatorul de reglaj este prevăzut cu aparatura necesară comenzii la distanță și indicării la distanță a pozițiilor comutatorului.

4.6.3. Calculul variației de tensiune în terțiarul AT.

În funcționarea autotransformatorului puterea transferată prin înfășurările primar-secundar se modifică; corespunzător se modifică și tensiunea electromotoare indusă în înfășurarea terțiară. Este foarte important a urmări aceste variații și a interveni dacă este necesar pentru a le compensa.

Este cunoscut faptul că autotransformatorul are înfășurările cuplate între ele atât magnetic cât și electric. Schema electrică este prezentată în figura 4.8, în care este prezentat un AT monofazat coborâtor de tensiune și altul ridicător.

Celor două înfășurări li se adaugă înfășurarea terțiară, dacă autotransformatorul este cu trei înfășurări. Dacă regimul este sinusoidal staționar, ecuațiile autotransformatorului cu trei înfășurări au forma următoare [73]:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{I}_2 + \underline{Z}_{13} \cdot \underline{I}_3 - \underline{U}_{e1} \\ \underline{U}_2 &= \underline{U}_{e2} - \underline{Z}_2 \cdot (\underline{I}_1 + \underline{I}_2) - \underline{Z}_{23} \cdot \underline{I}_3 \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_{e3} - \underline{Z}_3 \cdot \underline{I}_3 - \underline{Z}_{31} \cdot \underline{I}_1 - \underline{Z}_{32} \cdot \underline{I}_2$$

sau dacă se are în vedere că impedanțele mutuale sunt de fapt reactanțe:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{I}_2 + jX_{13} \cdot \underline{I}_3 - \underline{U}_{e1} \\ \underline{U}_2 &= \underline{U}_{e2} - \underline{Z}_2 \cdot (\underline{I}_1 + \underline{I}_2) - jX_{23} \cdot \underline{I}_3 \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_{e3} - \underline{Z}_3 \cdot \underline{I}_3 - jX_{31} \cdot \underline{I}_1 - jX_{32} \cdot \underline{I}_2$$

La aceste ecuații li se mai pot adăuga și relațiile:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_{e1} &= -\underline{Z}_{1m} \cdot \underline{I}_{01} \\
 \underline{U}_{e1} &= k_{12} \cdot \underline{U}_{e2} = k_{13} \cdot \underline{U}_{e3} \\
 \underline{U}_2 &= \underline{Z}_{S2} \cdot \underline{I}_2 \\
 \underline{U}_3 &= \underline{Z}_{S3} \cdot \underline{I}_3
 \end{aligned}
 \tag{4.11}$$

În relațiile de mai sus mărimile care intervin au notația consacrată, iar \underline{Z}_{S2} și \underline{Z}_{S3} sunt impedanțele de sarcină ale înfășurării secundare, respectiv terțiare.

În general autotransformatorul de 110/220 kV considerat în prezenta lucrare funcționează ca și autotransformator coborâtor, preia energia din rețeaua de transport de 220 kV și o transferă în rețeaua de 110 kV. În plus dacă avem în vedere că înfășurarea terțiară este practic în gol, dat fiind faptul că puterea sa nominală (60 MVA) este mult mai mare decât sarcina serviciilor proprii (zeci sau sute de kW), ecuațiile scrise mai sus pot fi considerate ca fiind scrise de fapt pentru un AT cu două înfășurări, de unde să rezulte în funcție de sarcina primară, tensiune U_1 , raportul de transformare k_{12} și tensiunea U_{e1} . Corespunzător lui k_{13} va rezulta și tensiunea electromotoare indusă în înfășurarea terțiară. Astfel ecuațiile devin:

$$\begin{aligned}
 \underline{U}_1 &= \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_1 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{I}_2 - \underline{U}_{e1} \\
 \underline{U}_2 &= \underline{U}_{e2} - \underline{Z}_2 \cdot (\underline{I}_1 + \underline{I}_2) \\
 \underline{I}_{01} &= \underline{I}_1 + \frac{1}{k_{12}} \cdot \underline{I}_2 \\
 \underline{U}_{e1} &= -\underline{Z}_{1m} \cdot \underline{I}_{01} \\
 \underline{U}_2 &= \underline{Z}_{S2} \cdot \underline{I}_2 \\
 \underline{U}_3 &= \frac{\underline{U}_{e1}}{k_{13}}
 \end{aligned}
 \tag{4.12}$$

În relațiile (4.12), \underline{Z}_1 și \underline{Z}_2 sunt impedanțele de dispersie ale celor două înfășurări: primară AC și secundară BC, iar \underline{I}_{01} este curentul de magnetizare primar. Trebuie subliniat faptul că impedanța \underline{Z}_1 în cazul autotransformatorului cu flux constant nu depinde de poziția plotului pe când cea secundară, da. În realitate, dacă fluxul de dispersie rămâne constant și reactanța de dispersie X_1 rămâne constantă. De fapt reactanța X_2 se calculează corespunzător unei relații de forma:

$$X_2 = \frac{X_{12} + X_{23} - X_{13}}{2} \quad \text{iar} \quad X_1 = \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2}, \text{ unde}$$

X_{12} este funcție de u_{12} , X_{23} este funcție de u_{23} , iar X_{13} de u_{13} .

Oricum, X_2 trebuie recalculat pentru fiecare poziție a plotului și evident și k_{12} .

Astfel, $\underline{I}_2 = k_{12} \cdot (\underline{I}_{01} - \underline{I}_1)$, \underline{I}_{01} fiind curentul de magnetizare absorbit de înfășurarea primară la mersul în gol, iar \underline{I}_1 fiind curentul de sarcină absorbit de aceeași înfășurare, se calculează cu relația:

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{S}_1^*}{U_1} = \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} \quad \text{dacă ne referim la mărimile unei faze } (P_1, Q_1, S_1, U_1), \text{ sau}$$

$$\underline{I}_1 = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad \text{dacă ne referim la puterile totale pe cele trei faze, iar } U_1 \text{ este tensiunea}$$

înălțuită

Deci:

$$\underline{U}_1 = (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_1 + (R_2 + jX_2) \cdot k_{12} (\underline{I}_{01} - \underline{I}_1) - \underline{U}_{e1} \quad \text{sau}$$

$$\underline{U}_{e1} = (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_1 + (R_2 + jX_2) \cdot k_{12} (\underline{I}_{01} - \underline{I}_1) - \underline{U}_1$$

$$\underline{U}_1 = (R_1 + jX_1) \cdot \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} + \sqrt{3} \cdot (R_2 + jX_2) \cdot k_{12} (\underline{I}_{01} - \underline{I}_1) - \underline{U}_{e1}$$

Observație: Curentul I_{01} este determinat experimental la nivelul înfășurării de 60 MVA (terțiară) ca, urmare este necesar a fi raportat la înfășurarea primară de 200 MVA. Relația de mai sus poate fi scrisă și sub forma:

$$\underline{U}_{e1} = (R_1 + jX_1 - (R_2 + jX_2) \cdot k_{12}) \cdot \frac{P_1 - jQ_1}{U_1} + \sqrt{3} (R_2 + jX_2) \cdot k_{12} \underline{I}_{01} - \underline{U}_1$$

Pentru parametrii autotransformatorului înfășurările reduse la nivelul de 231 kV, adică:

$$R_1 = 0.486 \ \Omega \quad X_1 = 29.793 \ \Omega$$

$$R_2 = 0.164 \ \Omega \quad X_2 = -3.113 \ \Omega$$

$$k_{12} = 1.9091 \quad k_{13} = 22$$

$$P_1 = 25.155 \text{ MW} \quad Q_1 = 18.117 \text{ MVAR}$$

$$U_1 = 231 \text{ kV}$$

s-au obținut: $U_{e3} = 9,95..10,41 \text{ kV}$

Din cele prezentate rezultă că variația tensiunii electromotoare indusă în înfășurarea terțiară se modifică în limite foarte restrânse nedepășind inferior 5%.

Calculule referitoare la variația tensiunii sunt prezentate în Anexa 4.

Pentru autotransformatoarele cu flux variabil cerințele tehnice necesare a fi îndeplinite pentru alimentarea serviciilor proprii din terțiarul acestor autotransformatoare au în vedere strategiile adoptate de firmele producătoare. Astfel în [73], [75] se arată că direcțiile principale în proiectarea și realizarea viitoarelor autotransformatoare au în vedere:

- optimizarea reglajului de tensiune;
- creșterea siguranței în funcționare;
- optimizarea procesului de răcire a părții active a AT;
- îmbunătățirea comportării la scurtcircuit prin folosirea de noi materiale;
- folosirea noilor tehnici (descărcătoare cu oxizi de zinc) împotriva supratensiunilor atmosferice.

Referitor la optimizarea reglajului de tensiune, una dintre soluții este fără îndoială dispunerea unității (înfășurării) de reglare pe nulul autotransformatorului. În aceste condiții fluxul nu mai este constant ci variabil, deci și tensiunea indusă în înfășurarea terțiară este variabilă. Pentru a menține constantă tensiunea indusă în terțiar se recomandă soluția din figura 4.9 realizându-se un autotransformator cu flux variabil dar cu tensiunea terțiară constantă [59].

Pentru compensarea variației tensiunii induse în înfășurarea terțiară se preconizează ca înfășurarea terțiară a AT să fie realizată două înfășurări înseriate pentru fiecare fază (3/1 și 3/2), ultima fiind alimentată de la un transformator suplimentar a cărui primar este alimentat cu tensiunea (mărime și sens) culeasă de pe regulatorul de ploturi (înfășurarea de reglare).

Raportul de transformare poate varia între limitele:

$$r_{MAX} = \frac{U_1 \cdot (1+r)}{U_2} \text{ și respectiv}$$

$$r_{min} = \frac{U_1 \cdot (1-r)}{U_2},$$

unde r este domeniul de reglare asigurat (introdus) de către înfășurarea de reglaj.

Avându-se în vedere numărul de spire al înfășurării de înaltă tensiune (N_1), joasă tensiune (N_2) și al înfășurării de reglare (N_r) se poate scrie că:

$$r_{MAX} = \frac{N_1 + N_2 - N_r}{N_2 - N_r}, \text{ iar } r_{min} = \frac{N_1 + N_2 + N_r}{N_2 + N_r}, \text{ de unde:}$$

$$N_1 = N_2 \cdot \frac{[1 - (r_{MAX} + r_{min} + r_{MAX} \cdot r_{min})]}{r_{MAX} + r_{min} - 2}, \text{ iar}$$

$$N_r = N_2 \cdot \frac{r_{MAX} + r_{min}}{r_{MAX} + r_{min} - 2}$$

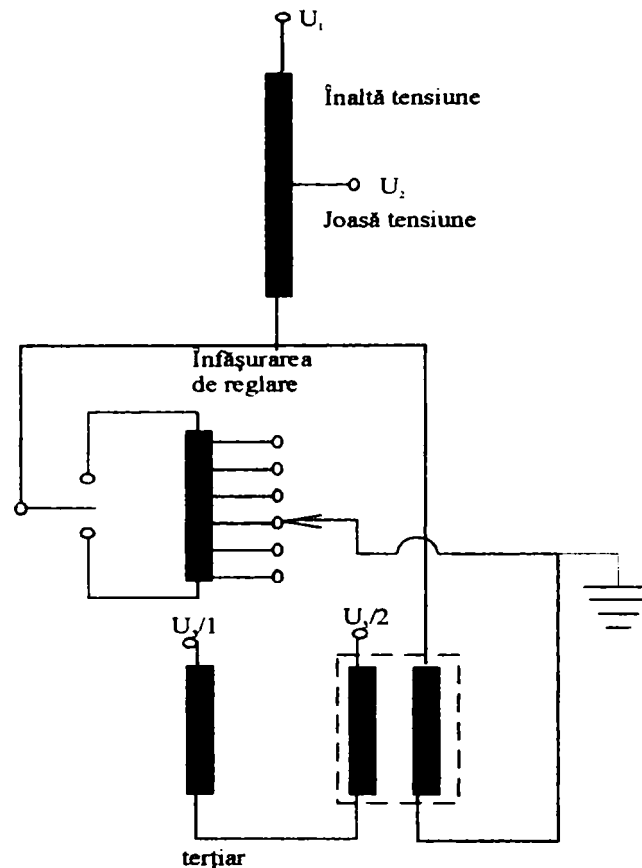


Fig 4.9. AT cu flux variabil dar tensiune terțiară constantă [59]

Deci cunoscând limitele de variație ale raportului de transformare, adică domeniul de reglaj și numărul de spire ale înfășurării de joasă tensiune, se poate determina numărul de spire al înfășurării de reglare.

4.7. Studiu de caz. Calitatea energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii din stația Timișoara.

4.7.1. Caracteristicile achipamentului de monitorizare.

La monitorizarea mărimilor electrice s-a folosit echipamentul TOPAS 1000 produs de firma LEM NORMA GmbH – Austria aflat în proprietatea C.N. Transelectrica S.A.

Schema bloc a echipamentului este redată în figura de mai redată în fig. 4.10.

Unitatea de bază are 8 intrări analogice izolate care pot fi utilizate pentru orice tip de măsurători de curent și tensiune.

Fiecare canal este echipat cu un filtru pasiv trece jos pentru protecție împotriva tensiunilor

tranzitorii și pentru limitarea ratelor de creștere, un filtru anti-aliasing, ca și un convertor analog-digital de 16 bit. Eșantionarea tuturor canalelor este sincronă baza pe baza unui semnal comun de ceas cu quartz.

Structura filtrului intrărilor analogice reduce conținutul de frecvențe și în particular conținutul de zgomot de tensiune pentru semnul de jumătate din rata de eșantionare a convertorului analog-

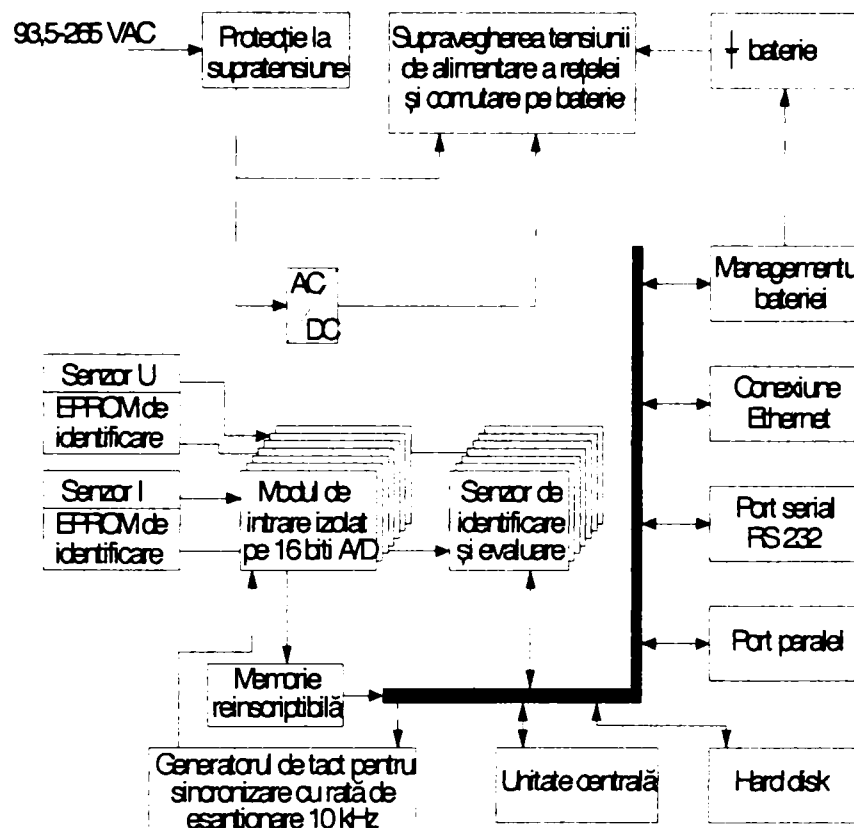


Fig. 4. 10. Schema bloc a echipamentului de achiziție TOPAS 1000 [87]

digital cu 80 dB, asigurând erori mici pentru măsurători într-un domeniu neobișnuit de mare de amplitudini. Eroarea mică de măsurare nu este depășită niciodată, chiar și în condiții extreme de operare, de exemplu cu tensiuni tranzitorii depășite la ieșirile convertoarelor.

Eroarea totală de măsurare incluzând senzorul de curent sau tensiune este clar sub eroarea prevăzută la Clasa A a standardului EN 61000-4-7.

Tensiune de zgomot cu intrare scurtcircuitată este $< 20 \mu\text{V}$ și concentrare de tensiune de zgomot spectral $0,4-20 \mu\text{V}/\sqrt{\text{Hz}}$

Rata de eșantionare este sincronizată cu frecvența de linie și este tipic 6400 Hz la o linie de 50 Hz. Sincronizarea este posibilă în domeniul 45-65 Hz cu o deviere mai mică de 10 ppm. Eroarea absolută limită pentru măsurători de frecvență este de 200 ppm. Alternativ, operarea cu o rată de eșantionare specifică între 5000 Hz și 10000 Hz este posibilă.

Echipamentul de măsurare este echipat cu memorie de masă de 420 MB (hard disk) și este accesat folosind un PC compatibil MS Windows (Windows 98, W2000, XP, Windows NT) și software de rețea inclus în aceste sisteme de operare – preferabil via Ethernet. Echipamentul poate fi integrat în orice mediu Ethernet (cu 10 Base 2 – twisted pair). Alternativ, comunicația cu echipamentul este posibilă printr-un port serial (RS 232) și via un modem serial.

Alimentarea cu tensiune auxiliară se poate face astfel:

- tensiune alternativă 45 Hz la 65 Hz, 93,5 V – 265 V;
- tensiune continuă 132 V la 375 V.

În cazul unei căderi a tensiunii de alimentare, o baterie nichel-metal hidrură asigură

alimentarea echipamentului de măsurare până la 5 minute. În situația în care bateria este descărcată TOPAS se deconectează, iar în momentul în care alimentarea se restabilește, va reporni de la setările care erau valide la oprire.

Schemele de conexiuni utilizate pot fi:

- monofazătă;
- cu trei conductoare și cu două conexiuni de curent (metoda celor două wattmetre (Aaron));
- cu trei conductoare și cu două conexiuni de curent (alternativă la metoda Aaron);
- cu patru conductoare (metoda celor trei wattmetre);
- cu patru conductoare (metoda celor trei wattmetre cu tensiune /curent pe conductorul neutru);
- dublă tensiune/tensiune (toate cele 4 tensiuni din cadrul a 2 sisteme trifazate vecine în conexiune Y);
- dublă tensiune de linie / tensiune de linie (toate cele 3 tensiuni din cadrul a 2 sisteme trifazate vecine în conexiune Δ).

De menționat în plus că echipamentul dispune de un software performant permițând obținerea unor protocoale complete în conformitate cu normele EN, IEC, IEEE.

4.7.2. Mărimi monitorizate, înregistrare și/sau prelucrate prin software al echipamentelor dedicate.

În perioada 1.02.2005-8.02.2005 s-au efectuat măsurători și înregistrări pe barele de joasă tensiune ale transformatoarelor de servicii proprii din stația Timișoara. Cu această ocazie s-au monitorizat și calculat prin softwearul sistemului de monitorizare mai multe mărimi caracteristice calității energiei electrice. Astfel:

- valorile efective a tensiunilor pe cele trei faze și între faze (ca valori medii calculate pe intervalul de 15 minute)-($U_a, U_b, U_c, U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}$);
- valorile efective a curenților pe cele trei faze și pe conductorul de nul-(I_a, I_b, I_c, I_n);
- valorile efective ale tensiunii de secvență pozitivă, negativă și zero-(U^+, U^-, U^0);
- valorile coeficientului de disimetrie al tensiunii (unbalance)-(u);
- valorile factorului de putere pe fiecare fază și per total rețeaua trifazătă-($\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c$);
- valoarea efectivă a curenților pe fundamentală pentru cele trei faze-(I_{a1}, I_{b1}, I_{c1});
- probabilitatea de apariție a unei anumite valori efective a curentului absorbit pe fundamentală, pentru fiecare din valorile celor trei curenți de fază-($pI_{a1}, pI_{b1}, pI_{c1}$);
- valorile rezidului deformant al curenților pentru fiecare din faze-(I_{ad}, I_{bd}, I_{cd});
- valorile medii(componenta continuă) a curenților pe fiecare din faze-(I_{a0}, I_{b0}, I_{c0});
- probabilitatea de apariție a unei anumite valori a componentei continue a curentului, pentru fiecare din cele trei faze-($pI_{a0}, pI_{b0}, pI_{c0}$);
- valorile coeficientului de distorsiune al curentului pe cele trei faze-($THDI_a, THDI_b, THDI_c$);
- valorile rezidului deformant al curentului pe fiecare din cele trei faze-(RDI_a, RDI_b, RDI_c);
- probabilitatea de apariție a unei anumite valori a rezidului deformant al curentului, pentru fiecare din faze-($pRDI_a, pRDI_b, pRDI_c$);
- probabilitatea de apariție a unei anumite valori a coeficientului de distorsiune pentru curentul fiecărei faze-($pTHDI_a, pTHDI_b, pTHDI_c$);
- curbele de variație a curenților pe cele trei faze pentru un interval de 40 ms-(i_a, i_b, i_c);

- curbele de variație a tensiunilor de fază pentru cele trei faze, pentru un interval de 40 ms- (u_a, u_b, u_c);
- spectrul armonicilor tensiunilor de fază- ($\gamma U_{ak}, \gamma U_{bk}, \gamma U_{ck}, k = 2;25$) și procentul de încadrare în norma LEM GMBH 1998-2003;
- spectrul armonicilor curenților de fază- ($\gamma I_{ak}, \gamma I_{bk}, \gamma I_{ck}, k = 2;25$);
- valorile limitelor inferioară și superioară a tensiunii și a coeficientului de distorsiune a tensiunilor de fază, pentru o probabilitate de 95%, cu evidențierea valorilor depășite;
- gradul de încadrare în limitele admise a indicatorului de severitate al flickerului pe termen lung pentru tensiunea fazelor- ($PLTU_{ab}, PLTU_{bc}, PLTU_{ca}$);
- valorile minime asigurate pentru indicatorul de severitate al flickerului pe termen lung cu o probabilitate de 95%;
- domeniul de variație a valorilor efective a tensiunilor de fază pentru 95% și respectiv 100% din cazuri;
- încadrarea variațiilor rapide de tensiune în limitele admisibile (218,5 ÷ 241,5 V) conform LEM GMBH 1998-2003;
- gradul de încadrare a valorilor coeficientului de disimetrie a tensiunii în domeniul admis și valoarea limită a acestuia pentru încadrarea în 95% din cazuri; precum și valoarea maximă;
- domeniul de variație al frecvenței pentru 95% din cazuri și respectiv 100% din cazuri și încadrarea în domeniul admis;
- existența variațiilor de tensiune: supratensiuni, goluri, întreruperi de scurtă durată, întreruperi de lungă durată(mărime, durată);
- variația frecvenței medii pe interval de 15 minute, durata celor șapte zile considerate;
- încadrarea valorii efective minime a tensiunii de fază ca durată în domeniul admisibil (RMS Lower Limit U_a, U_b, U_c [%]);
- încadrarea vitezei de variație a valorii efective a tensiunii de fază ($dU_{RMSa,b,c} / dt$ [%] și a valorii efective a curentului ($dI_{RMSa,b,c} / dt$ [%]) în domeniile admise;
- încadrarea amplitudinilor variațiilor de tensiune (Amplitude changes U [%]) respectiv de curent (Amplitude changes I [%]);
- diagrama fazorială a tensiunilor și curenților în planul fundamentalei;
- valorile puterilor activă și respectiv reactivă absorbite în secundarul transformatorului de servicii proprii ca valoare medie pe un interval de 15 minute;

Înregistrările și determinările efectuate cu echipamentul de monitorizare pot fi grupate și în funcție de aspectul de calitate pe care-l vizează. Astfel:

a) Variații de tensiune:

- valorile efective a tensiunilor pe cele trei faze și între faze;
- domeniul de variație a valorilor efective a tensiunilor de fază pentru 95% și respectiv 100% din cazuri;
- încadrarea variațiilor rapide de tensiune în limitele admisibile (218,5 ÷ 241,5 V) conform LEM GMBH 1998-2003;
- existența variațiilor de tensiune: supratensiuni, goluri, întreruperi de scurtă durată, întreruperi de lungă durată;
- încadrarea valorii efective minime a tensiunii de fază ca durată în domeniul admisibil (RMS Lower Limit U_a, U_b, U_c [%]);
- încadrarea vitezei de variație a valorii efective a tensiunii de fază ($dU_{RMSa,b,c} / dt$ [%]);
- încadrarea amplitudinilor variațiilor de tensiune;

- gradul de încadrare în limitele admise a indicatorului de severitate al flickerului pe termen lung cu o probabilitate de 95%;
 - valorile limitelor inferioară și superioară a tensiunilor de fază, pentru o probabilitate de 95%, cu evidențierea valorilor depășite.
- b) Variații de frecvență:
- valorile medii ale frecvenței pe un interval de 15 minute pe parcursul celor șapte zile de monitorizare;
 - domeniul de variație al frecvenței pentru 95% din cazuri și respectiv 100% din cazuri și încadrarea în domeniu admis.
- c) Forma curbelor de tensiune:
- curba tensiunilor de fază, pentru un interval de 40 ms;
 - spectrul armonicilor tensiunilor de fază și procentul de încadrare în norma LEM GMBH 1998-2003;
 - valorile limitelor inferioară și superioară a coeficientului de distorsiune a tensiunilor de fază pentru o probabilitate de 95%.
- d) Nesimetria sistemului de tensiuni de alimentare:
- valorile coeficientului de disimetrie al tensiunii u (unbalance);
 - gradul de încadrare a valorilor coeficientului de disimetrie a tensiunii în domeniul admis și valoarea limită a acestuia pentru încadrarea în 95% din cazuri;
 - valorile componentelor de secvență ale tensiunilor U^+, U^-, U^0 .
- e) Calitatea curentului (sarcinii):
- valorile efective ale curenților pe cele trei faze și pe conductorul de nul;
 - valorile efective ale curenților pe fundamentală pentru cele trei faze;
 - probabilitatea de apariție a unei anumite valori efective a curentului absorbit pe fundamentală, pentru fiecare din valorile celor trei curenți de fază;
 - valorile rezidului deformant al curenților pentru fiecare din faze;
 - valorile medii (componenta continuă) a curenților pe fiecare din faze;
 - valorile efective a curenților pe fundamentală pentru cele trei faze;
 - probabilitatea de apariție a unei anumite valori efective a fundamentalei curentului pe fazele rețelei de alimentare;
 - probabilitatea de apariție a unei anumite valori a componentei continue a curentului pentru fiecare fază;
 - valorile coeficientului de distorsiune al curenților pe cele trei faze;
 - valorile rezidului deformant al curentului pe fiecare din cele trei faze;
 - probabilitatea de apariție a unei anumite valori a rezidului deformat al curentului fiecărei faze;
 - probabilitatea de apariție a unei anumite valori a coeficientului de distorsiune pentru curentul fiecărei faze;
 - curbele de variație a curenților pe cele trei faze pentru un interval de 40 ms;
 - încadrarea vitezei de variație a valorii efective a curentului în domeniul admisibil;
 - încadrarea amplitudinilor variațiilor de curent;
 - diagrama fazorială a tensiunilor și curenților în planul fundamentalei;
 - valorile puterilor activă și reactivă, absorbite în secundarul transformatorului de servicii proprii;
 - valorile factorului de putere pe fiecare fază și per total rețeaua.

În continuare vor fi analizate concret pe baza înregistrărilor efectuate câteva aspecte privind calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor de servicii proprii.

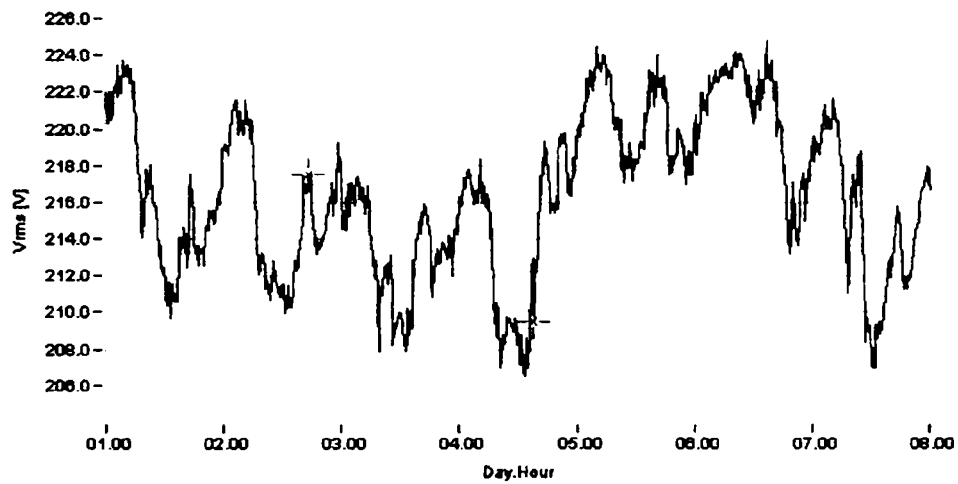
4.7.3. Variații de tensiune.

Valorile efective ale tensiunilor de fază se prezintă în fig. 4.11. a), b), c) pentru cele trei faze.

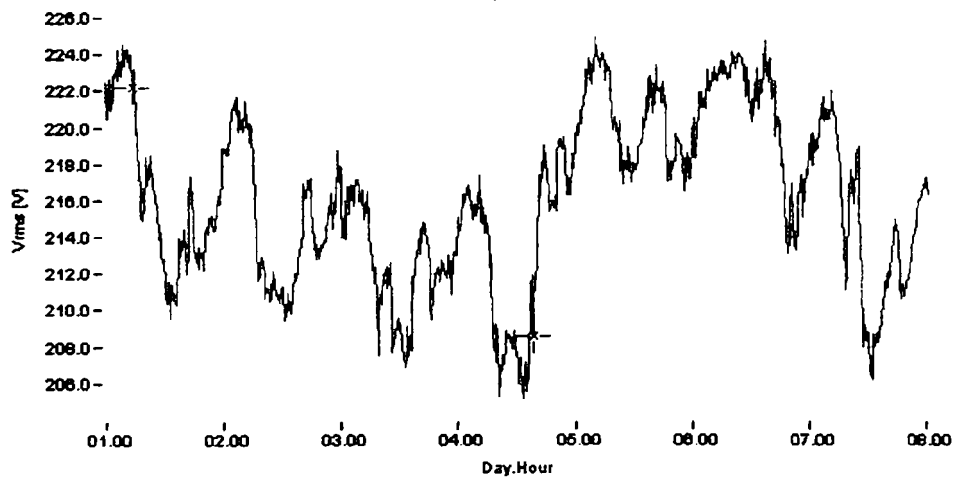
Din analiza celor prezentate în figura 4.11 se constată că variația celor trei tensiuni de fază se produce în limite foarte apropiate, inferior nedepășind valoarea de 204 V iar superior pe aceea de 225 V. Mai precis pe faza a tensiunea minimă atinge valoarea de 206,74 V; pe faza b, 205,08 V iar pe faza c, 204,51 V. Prin urmare pe toate cele trei faze nu se asigură în totalitate, în 100 % din cazuri valoarea limită inferioară. În schimb situația este respectată în 95 % din cazuri.

Din punct de vedere al valorilor maxime pe faza a nu se depășește valoarea de 224,8 V, pe faza b valoarea de 223,61 V iar pe faza c, 223,92 V.

De asemenea se mai poate afirma că în 95 % din cazuri tensiunile de fază în valori efective se încadrează în intervalul $207 \div 253$ V, adică $U_n \pm 10\%$ și în 100 % din cazuri în intervalul $U_n - 15\%, U_n + 10\%$, adică $195,5 \div 253$ V.



a)



b)

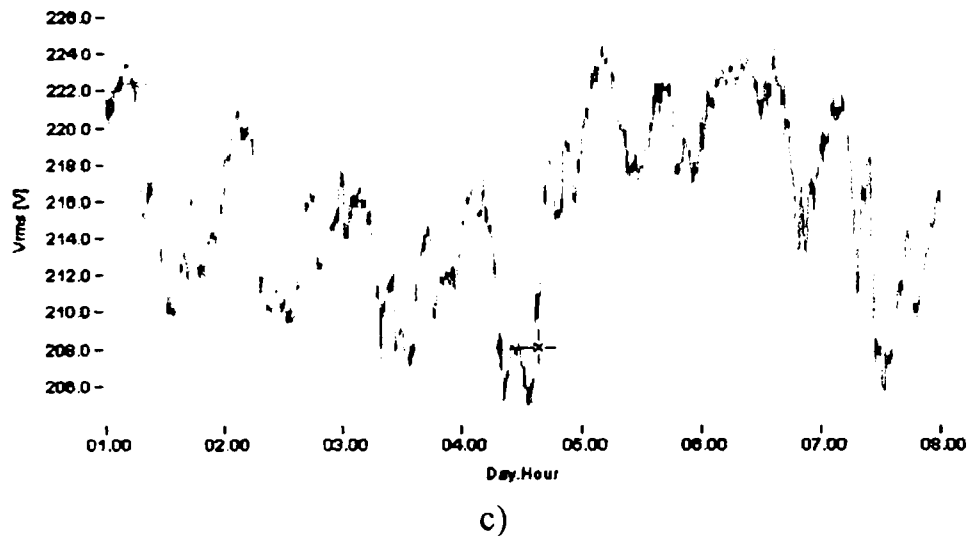


Fig. 4.11. Variația valorilor efective ale tensiunilor de fază : a) U_a ; b) U_b ; c) U_c

Dacă valorile realizate de tensiunilor de fază sunt grupate în valori mai mici și mai mari ca tensiunea nominală (230 V), se poate afirma că în 95 % din cazuri tensiunea de fază este mai mare decât 207 V și în 100 % mai mare decât 195,5 V.

Cât privește variațiile rapide de tensiune, încadrarea lor în domeniul de $\pm 5\%$, adică $218,5 \pm 241,5$ V se realizează după cum urmează: 83,61 % pentru faza a; 97,02 % pentru faza b și 99,6 % pentru faza c.

Nu există nici un fel de probleme referitor la supratensiuni, goluri de tensiune, întreruperi de scurtă durată sau lungă durată. Astfel de incidente nu au fost sesizate.

Dacă ne referim la fluctuațiile de tensiune, concret fenomenul de flicker se poate afirma că pentru perioada considerată indicatorul de severitate la flicker pe termen lung P_{fl} a fost cuprins în domeniul admis (0-1,0) în proporție 98,81 % pentru tensiunea U_{ab} , 98,81 pentru tensiunea U_{bc} și 100 % pentru tensiunea U_{ca} .

Valorile indicatorului P_{fl} pentru care 95 % din cazuri sunt cuprinse în domeniul admis sunt:

U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}
0,91	0,83	0,88

iar valorile maxime a lui P_{fl} :

U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}
0,91	0,83	0,88

Desigur este interesant de urmărit variația tensiunii simultan pe cele trei faze în cursul unei zile. În acest sens în fig. 4.12. se consideră intervale de variație a tensiunii în valoare efectivă pentru ziua de 01.02.2005.

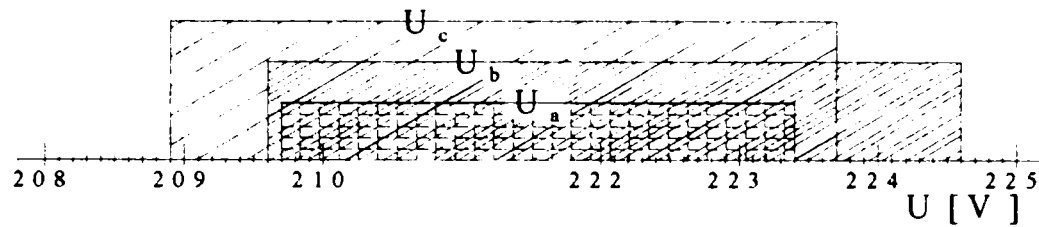


Fig. 4.12. Intervalele de variație ale valorii efective a tensiunilor de fază pentru ziua de 01.02.2005.

În ceea ce privește probabilitatea de apariție a unei anumite valori efective a tensiunii de fază, în fig. 4.13. se prezintă grafic variația acestei probabilități cu mărimea valorii efective corespunzătoare celor trei faze.

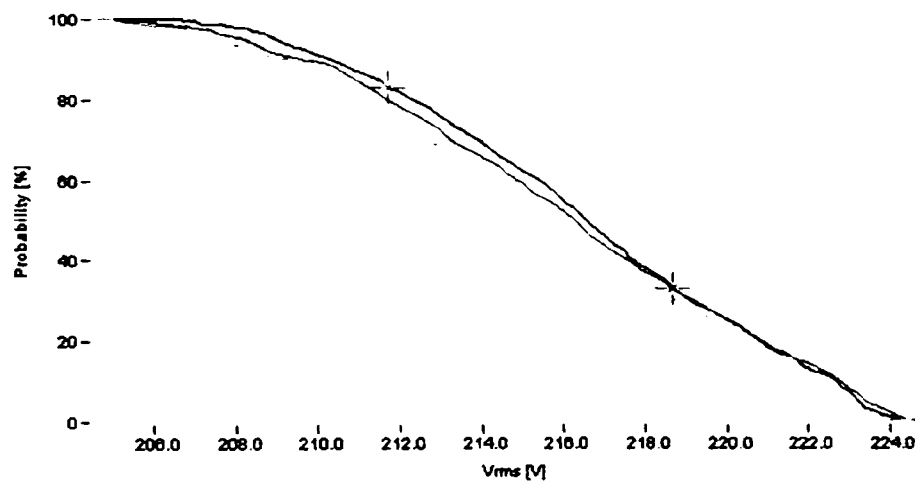


Fig. 4.13. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori efective a tensiunii de fază.

Din analiza celor prezentate în fig. 4.13., rezultă că practic pentru tensiuni mai mici decât 205 V probabilitatea de apariție este de circa 100 %; mai mici ca 208 V este 95 %. Apariția unor tensiuni mai mici ca 216 V corespunde unei probabilități de circa 50 %, iar a unor tensiuni mai mari ca 225 V de 0 %.

Din cauza unor sarcini monofazate tensiunea neutrului nu este nulă, valorile ei fiind cuprinse între 3,2 ÷ 5,3 V (fig 4.14.). Așa cum părea firesc rezultă foarte două intervale distinte de valori: unul corespunzător zilelor 2, 3 și 4 și altul zilelor 5,6,7.

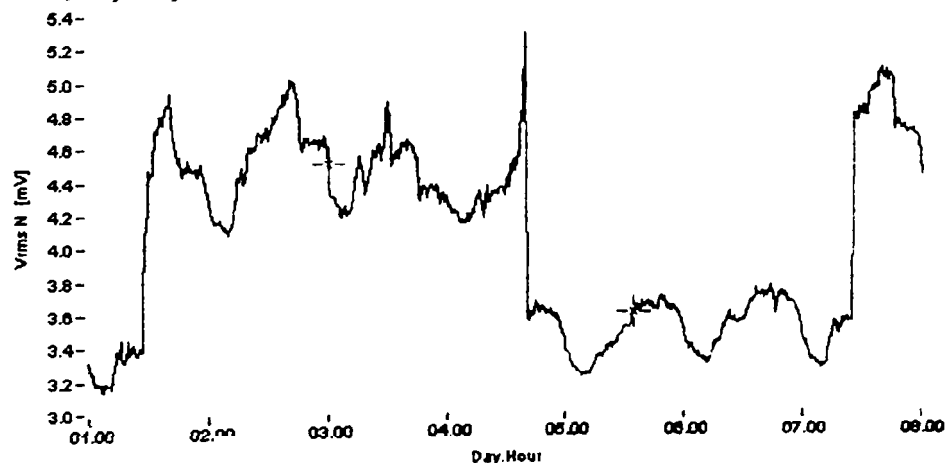


Fig. 4.14. Variația valorii efective a tensiunii neutrului secundarului transformatorului de servicii proprii.

Variația tensiunilor de fază trebuie pusă în concordanță cu variația curenților de sarcină pe perioada efectuării măsurătorilor. În acest sens în fig. 4.15. se prezintă variația curenților pe cele trei faze – valori efective corespunzătoare unor valori medii determinate la intervale de 15 minute. Și aici, ca și la tensiuni se pot identifica cele două domenii de valori, corespunzătoare intervalelor de timp. Primul domeniu aparține intervalului de valori $2,5 \div 4$ A iar cel de-al doilea $1,25 \div 1,75$ A. De menționat că în ceea ce privește al doilea interval, apar unele diferențe între cele trei faze: a($1,25 \div 1,75$ A); b($1,0 \div 1,5$ A); c($1,5 \div 2$ A).

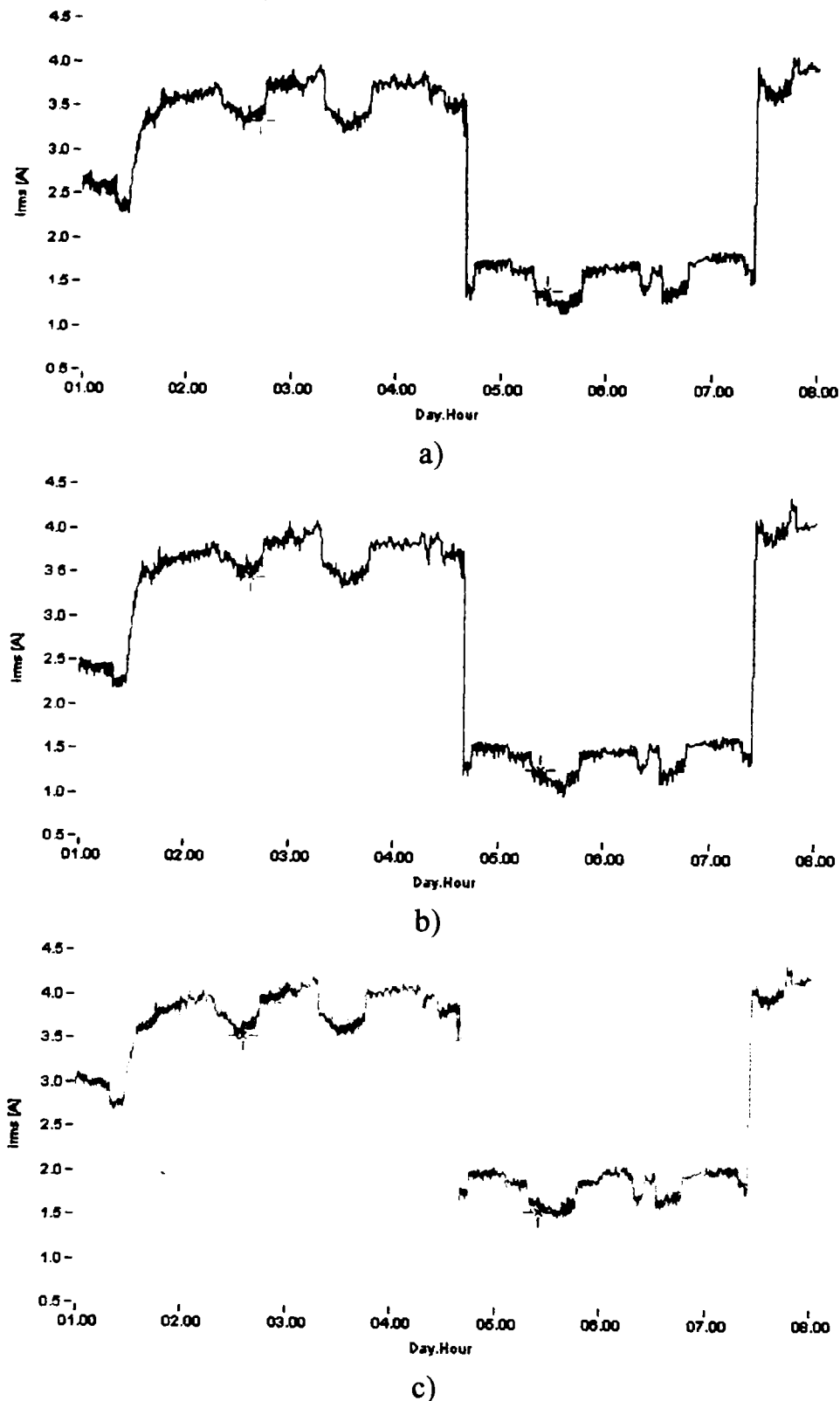


Fig. 4.15. Variația valorilor efective a curenților pe cele trei faze ale secundarului transformatorului de servicii proprii (valori secundare): a) I_a ; b) I_b ; c) I_c

Alături de curenții de fază secundari s-a monitorizat și curentul pe conductorul neutru (fig. 4.16.). Se constată că acest curent este mic, valoarea maximă fiind de 4 mA.

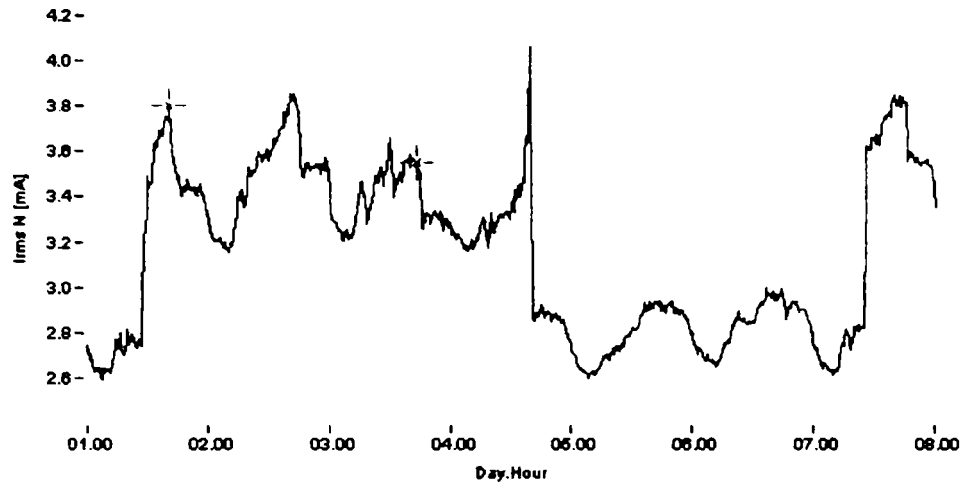


Fig. 4.16. Variația curentului conductorului neutru.

Corespunzător variațiilor de tensiune și intervalului de timp în care acestea se încadrează echipamentul de monitorizare ridică și curbele de acceptabilitate de tip CBEMA (fig. 4.17.) pentru tensiunea fazei a sau a amplitudinii de modificare a tensiunii fazei a (fig. 4.18.). Se constată în acest caz din urmă că sub aspectul duratei de variație acestea corespund normelor IEEE [49] cu excepția unui singur punct.

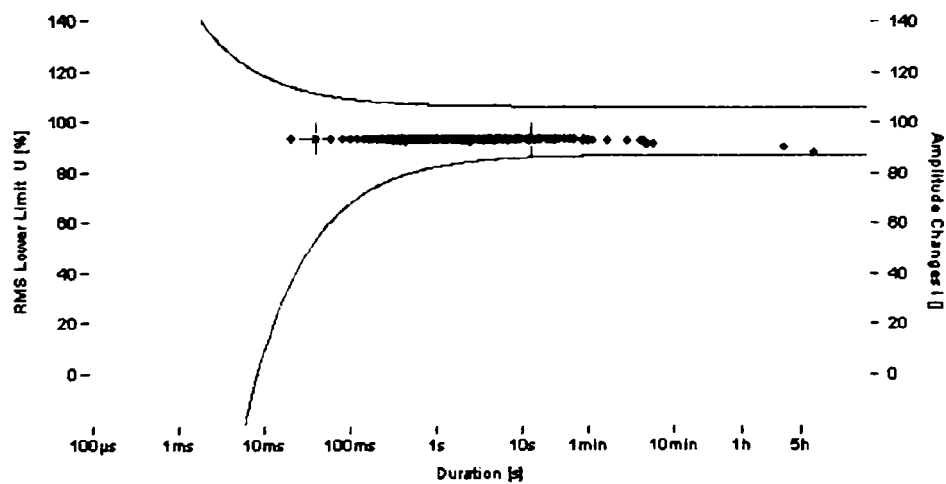


Fig. 4.17. Curbă CBEMA pentru variația tensiunii fazei a.

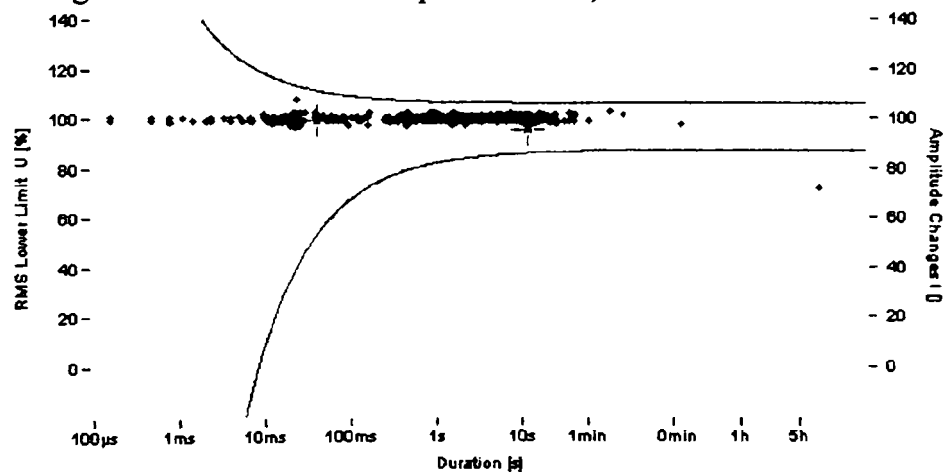


Fig. 4.18. Curbă CBEMA a amplitudinii de modificare a tensiunii fazei a.

Analiza formei curbelor tensiunilor de alimentare. Pe perioada menționată au fost monitorizate și formele curbelor de tensiune pe cele trei faze a,b,c pentru un interval de circa 40 ms acestea fiind prezentate în fig. 4.19.

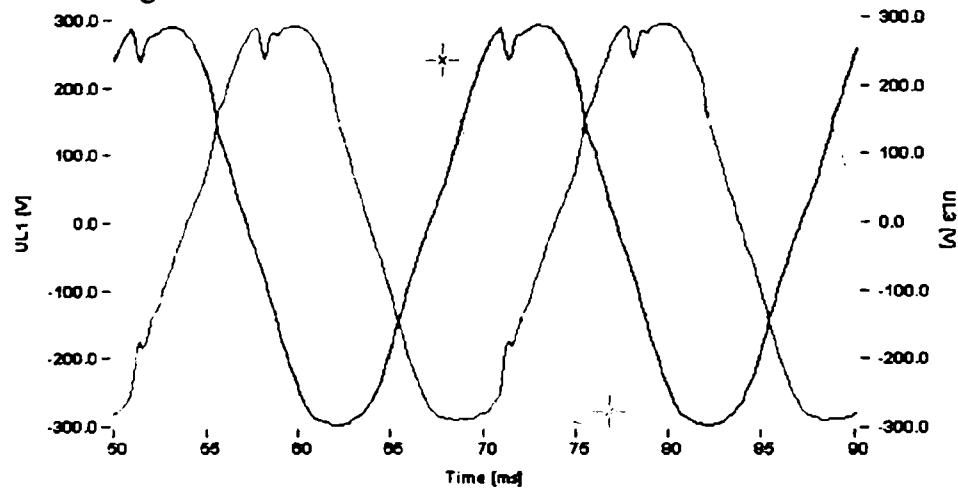
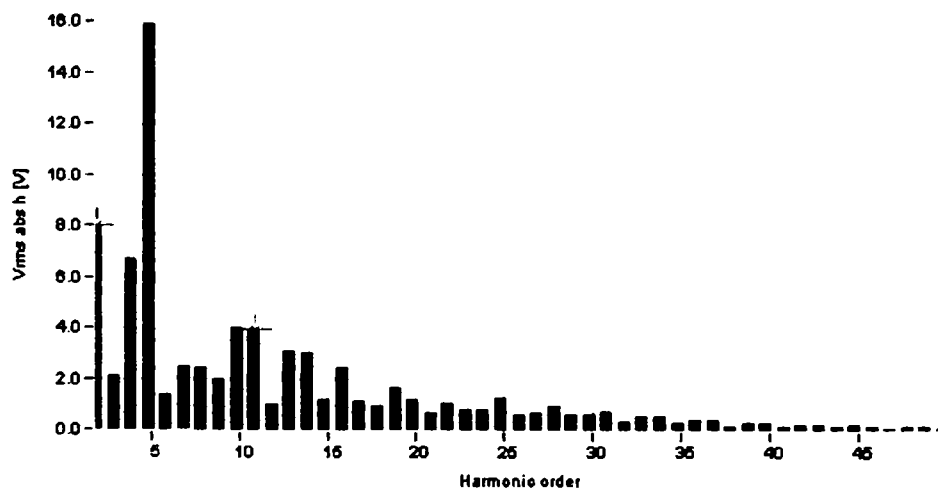


Fig. 4.19. Oscilogrammele tensiunilor de fază pentru un interval de 40 ms.

Din analiza celor prezentate în fig. 4.19. se constată prezența unor teșituri în partea superioară a acestor tensiuni. Cauza rezidă firește din sarcina celor două faze existente în momentul înregistrării.

Analiza armonică evidențiază spectre de armonici relativ similare ale tensiunilor U_a, U_b, U_c (fig.4.20.). Armonica 5 domină cu aproape 14 V și 16 V pe faza a. Surprinzător, tensiunile U_b și U_c au armonicile 10 și 11 la aproape 4 V iar armonica 25 la aproape 1V.



a)

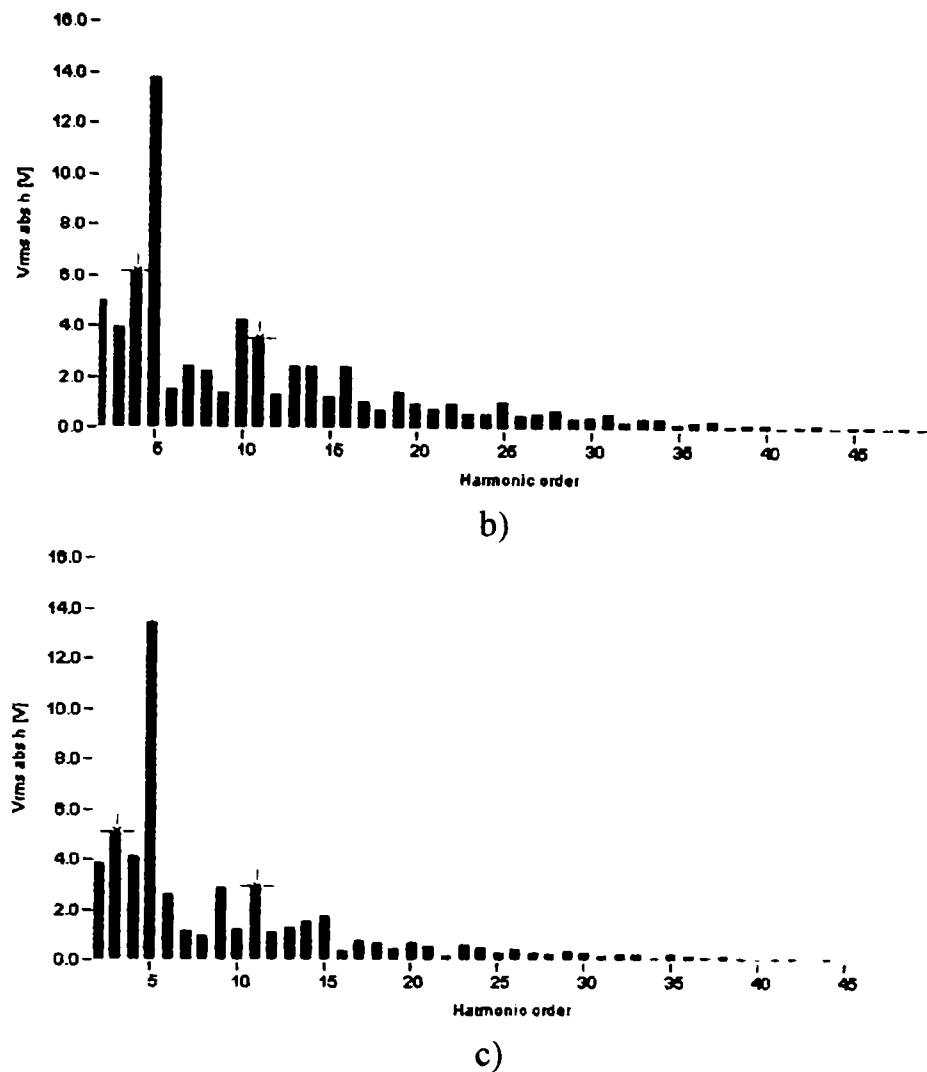


Fig. 4.20. Spectrul armonicilor tensiunilor de fază: a) U_a ; b) U_b ; c) U_c

Trebuie remarcat de asemenea că armonica de rang 28 a tensiunii U_a are valoarea de 0,925 V iar U_b de același rang 0,73 V. O situație mult mai completă se prezintă în tabelele 4.6 și 4.7.

Astfel în tabelul 4.6 se prezintă valorile minime ale tensiunilor armonice și ale coeficientului de distorsiune $THDU\%$ pentru care se asigură 95 % din valorile realizate. În prima parte a tabelului sunt trecute valorile tensiunilor de fază și în a doua, între faze.

Tabelul 4.6. Valorile minime ale tensiunilor de fază și între faze armonice, precum și ale coeficientului de distorsiune ($THDU$) pentru care se asigură 95 % din valorile realizate.

Mărime	Limita admisă [%]	U_a [%]	U_b [%]	U_c [%]	U_{ab} [%]	U_{bc} [%]	U_{ca} [%]
THD	0-8	7,98	6,86	6,10	8,53	7,27	6,57
2	0-2	3,40	2,13	1,61	3,73	2,36	1,70
3	0-5	0,93	1,71	2,15	1,24	1,90	2,42
4	0-1	2,58	2,43	1,62	2,67	2,54	1,71
5	0-6	5,88	5,03	4,94	6,32	5,45	5,35
6	0-0,5	0,60	0,66	1,13	0,71	0,85	1,23
7	0-5	1,02	1,15	0,58	1,36	1,35	0,67
8	0-0,5	1,18	1,09	0,43	1,60	1,46	0,52

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

9	0-1,5	0,88	0,63	1,33	0,95	0,82	1,50
10	0-0,5	1,75	1,88	0,59	1,85	2,03	0,66
11	0-3,5	1,75	1,50	1,21	2,01	1,85	1,35
12	0-0,5	0,55	0,64	0,59	0,89	0,71	0,95
13	0-3	1,64	1,24	0,63	2,35	1,95	0,87
14	0-0,5	1,51	1,26	0,69	1,68	1,40	0,76
15	0-0,5	0,54	0,55	0,79	0,67	0,63	0,83
16	0-0,5	1,13	1,12	0,22	1,28	1,28	0,27
17	0-2	0,52	0,49	0,34	0,70	0,65	0,49
18	0-0,5	0,40	0,32	0,43	0,46	0,40	0,53
19	0-1,5	0,82	0,77	0,21	1,02	0,95	0,28
20	0-0,5	0,64	0,49	0,41	0,73	0,53	0,45
21	0-0,5	0,34	0,42	0,33	0,42	0,46	0,39
22	0-0,5	0,58	0,51	0,14	0,78	0,66	0,18
23	0-1,5	0,54	0,37	0,39	0,69	0,51	0,45
24	0-0,5	0,46	0,32	0,31	0,50	0,37	0,36
25	0-1,5	0,73	0,58	0,21	0,83	0,67	0,25

Tabelul 4.7. Încadrarea tensiunilor armonice de fază și a valorilor coeficientului de distorsiune (*THDU*) în limite admise.

Mărime	Limita admisă [%]	U_a [%]	U_b [%]	U_c [%]
THD	0-8	94,35	100,00	100,00
2	0-2	46,68	89,99	100,00
3	0-5	100,00	100,00	100,00
4	0-1	45,79	45,79	46,48
5	0-6	95,64	100,00	100,00
6	0-0,5	73,74	63,53	45,89
7	0-5	100,00	100,00	100,00
8	0-0,5	49,36	50,05	99,90
9	0-1,5	100,00	100,00	99,80
10	0-0,5	46,18	46,28	80,87
11	0-3,5	100,00	100,00	100,00
12	0-0,5	90,58	79,88	92,67
13	0-3	100,00	100,00	100,00
14	0-0,5	46,58	51,14	62,34
15	0-0,5	85,33	84,64	50,84
16	0-0,5	55,10	51,54	100,00
17	0-2	100,00	100,00	100,00
18	0-0,5	100,00	100,00	99,31
19	0-1,5	100,00	100,00	100,00
20	0-0,5	82,56	95,44	100,00
21	0-0,5	100,00	100,00	100,00
22	0-0,5	89,00	92,96	100,00
23	0-1,5	100,00	100,00	100,00
24	0-0,5	100,00	100,00	100,00
25	0-1,5	100,00	100,00	100,00

Din analiza celor prezentate în tabele 4.6 și 4.7 se constată că în special nivelul armonicilor pare este depășit. Depășiri semnificative sunt întâlnite pe armonica a 2-a, a 4-a, a 6-a, a 14-a, a 16-a etc. Spre exemplu pe armonica a 14-a pe faza a, nivelul armonici este de 1,51 % față de 0,5 % cât este admis, adică de 3 ori mai mare.

De asemenea trebuie remarcat faptul că pe faza a, $THDU$ este la limită, adică aproape 8%, iar pentru tensiunea U_{ab} , 8,53 %, adică depășit cu aproape 0,6 %.

Rezidul deformant al tensiunii (sau $THDU_{abs}$) este o mărime care prezintă interes, fiind de fapt o măsură a creșterii pierderilor de putere transversale datorită deformării curbelor tensiunilor de fază. Perioada cât funcționează receptorul deformant (electrolizorul) este evidentă și ea corespunde unui $THDU$ de aproximativ $17 \div 30$ V pe fazele a,b,c pentru ca în afara perioadei de funcționare să se reducă la $2 \div 17$ V (fig. 4.21.)

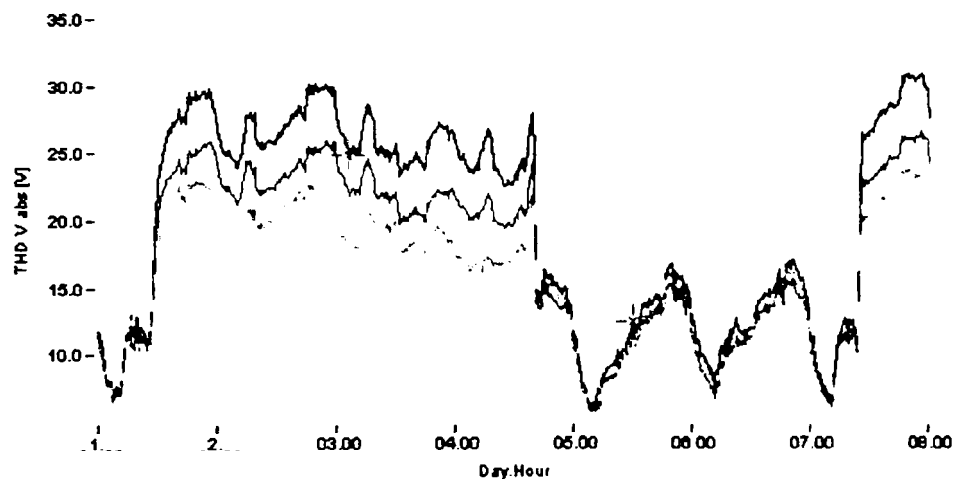


Fig. 4.21. Variația rezidului deformant a tensiunilor de fază.

În același sens, în fig.4.22. se prezintă probabilitatea de apariție a unei anumite valori a rezidului deformant. Se constată că probabilitatea de apariție a unui reziduu deformant mai mic de 15 V pe toate cele trei faze este mai mare de 50 % și crește liniar cu scăderea rezidului. Probabilitatea de apariție a unui reziduu mai mare de 15 V este mai mică de 50 % și ea diferă dependent de faza la care ne referim; același reziduu, probabilitatea de apariție este mai mică la faza c și mai mare la a.

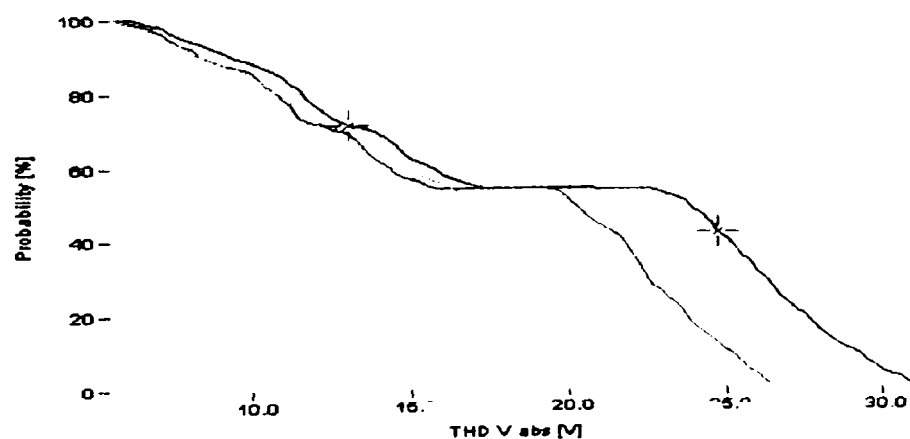


Fig. 4.22. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori a rezidului deformant.

Reziduul deformat capacitiv al tensiunii (sau *THDU lead abs*) (fig.4.23.) este o mărime convențională (fictivă) introdusă în normele americane [58] , [60] cu scopul de a evidenția suprasolicitarea în curent a unei baterii de condensatoare, căreia i s-ar aplica o tensiune distorsionată.

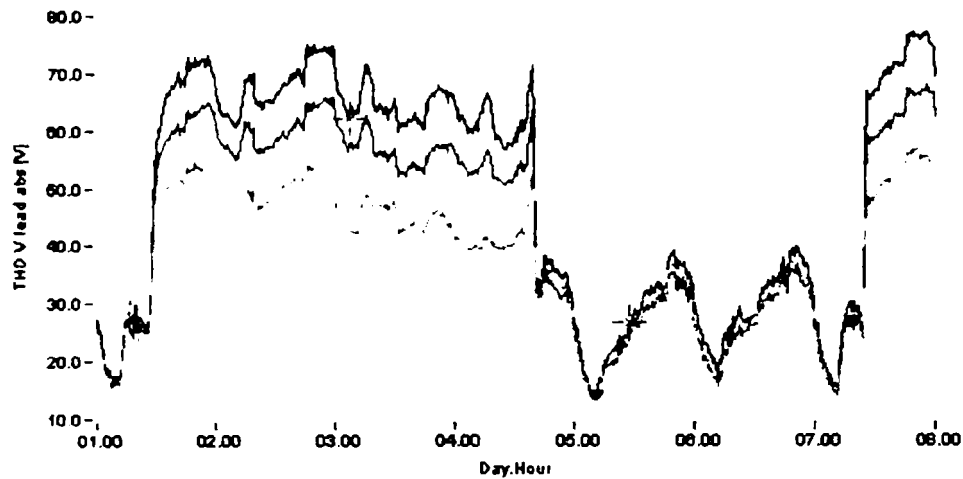


Fig. 4. 23. Variația rezidului deformat capacitiv al tensiunilor de fază pentru o perioadă monitorizată.

Astfel dacă se consideră că tensiunea fazei “a” s-ar aplica unei baterii de condensatoare, iar componentei fundamentale a tensiunii îi corespunde 223 V și solicitarea de 100 % a bateriei de condensatoare conectată pe această fază, prin considerarea rezidului deformat capacitiv al tensiunii, reziduul deformat al curentului prin condensator va fi tocmai reziduul capacitiv, adică circa $70 \cdot \omega_1 \cdot C$. El se adaugă curentului capacitiv absorbit pe fundamentală de condensator $223 \cdot \omega_1 \cdot C$ rezultând curentul:

$$I_C^2 = I_{C1}^2 + \sum I_{Ck}^2 = 223^2 \cdot \omega_1^2 \cdot C^2 + 70^2 \cdot \omega_1^2 \cdot C^2 = 233,7^2 \cdot \omega_1^2 \cdot C^2$$

adică

$$I_C = 233,7 \cdot \omega_1 \cdot C$$

Rezultă ca urmare, o suprasolicitare în curent a bateriei de condensatoare de 4,8 %. Dacă la aceasta se adaugă și suprasolicitarea în tensiune corespunzătoare rezidului deformat al tensiunii de aproape 30 V, adică $\left[\frac{(223^2 + 30^2)}{223^2} \right]^{\frac{1}{2}} \cdot 100 = 0,9\% + 100\% = 100,9\%$, va rezulta o suprasolicitare în putere reactivă de 105,74 % mai mică decât suprasolicitarea admisă de 1,43 % [4.5].

Prin urmare cunoașterea rezidului deformat capacitiv al tensiunii ne permite aprecierea gradului de supraîncărcare a unei baterii de condensatoare racordate la barele de joasă tensiune ale transformatorului de servicii proprii a stației.

În completarea celor prezentate despre reziduul deformat capacitiv al tensiunii în fig. 4. 24. se prezintă variația probabilității de apariție a unei anumite valori a rezidului deformat capacitiv al tensiunii.

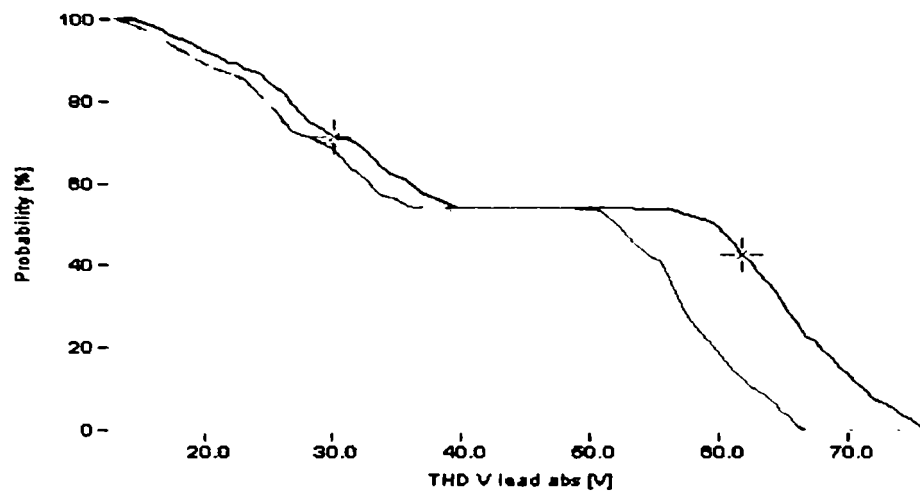


Fig. 4.24. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori a rezidului deformant capacitiv al tensiunii.

Din analiza celor prezentate în fig. 4.24. rezultă aceeași observație ca și la rezidul deformant și anume că pentru valori mari ale rezidului diferențe sensibile apar pe cele trei faze sub aspectul probabilității de apariție; la aceeași probabilitate de apariție pe faza a apar cele mai mari valori.

Rezidul deformant inductiv al tensiunii (sau $THDU_{lag}$) este o mărime de calcul, introdusă pentru a stabili efectul reducerii solicitării în curent a unei bobine, atunci când tensiunea care i se aplică este deformantă.

Expresia lui este [49]:

$$THDU_{lag} = \left[\sum_{k>1} \left(\frac{U_k}{k \cdot U_1} \right)^2 \right]^{1/2}$$

Variația rezidului deformant inductiv al tensiunii se prezintă în fig. 4.25., iar a probabilității de apariție a unei anumite valori a lui $THDU_{lag}$ în fig. 4.26.

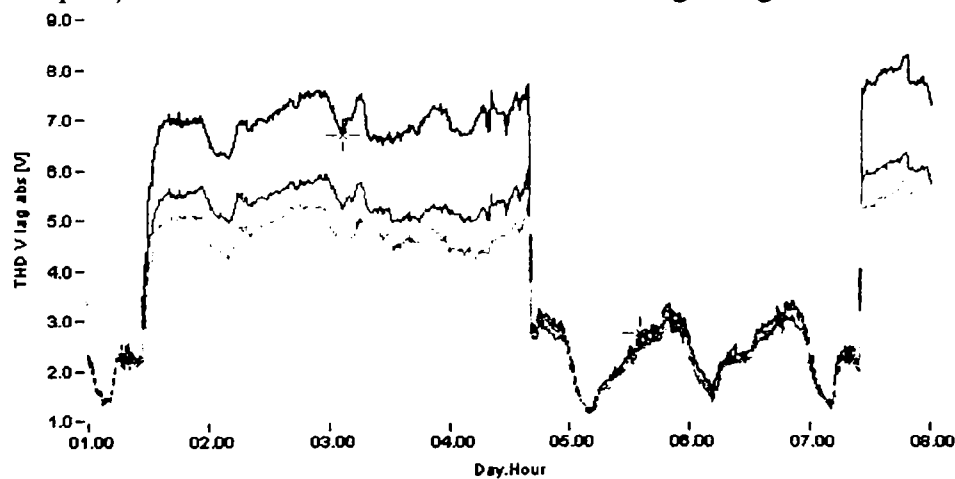


Fig. 4.25. Variația rezidului deformant inductiv al tensiunii.

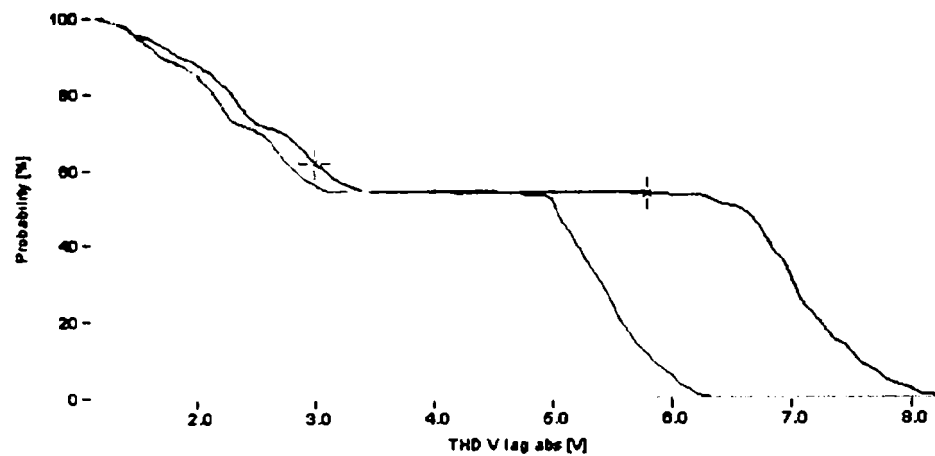


Fig. 4.26. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori a rezidului deformat inductiv al tensiunii.

Analizând valorile rezidului deformat inductiv, vis-a-vis de cele ale rezidului deformat, se poate constata că este posibil a defini o armonică medie echivalentă (sau o interarmonică), care dacă ar acționa singură ar produce același reziduu deformat ca și întreg spectrul de armonici real.

De exemplu, în situația de față considerând orientativ valorile de 7 V și respectiv de 28 V rezultă armonică echivalentă de $k_{ech} = 4$.

Componenta continuă a tensiunii ($V_{rms\ absDC} [mV]$) constituie un indicator interesant și mai ales util de urmărit în procesul de monitorizare, atunci când printre receptori se numără și instalații electronice de putere. În acest sens în fig.4.27. se prezintă variația componentei continue a tensiunii pe faza a exprimată în mV iar în fig.4.28. se prezintă variația probabilității de apariție a unei anumite valori a componentei continue a tensiunii(DC). Se constată că, probabilitatea cea mai mare de apariție a unor valori majorate a componentei continue a tensiunii se realizează pe faza c.

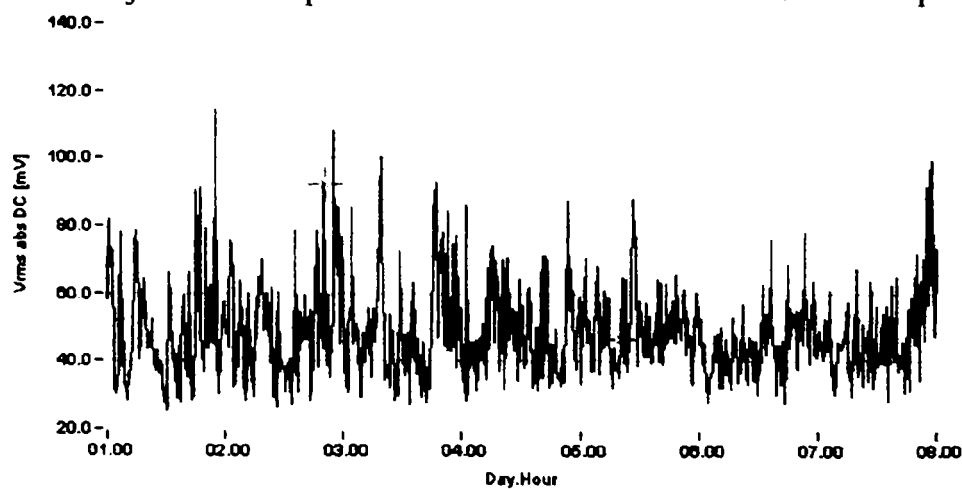


Fig. 4.27. Variația componentei continue a tensiunii pe faza a.

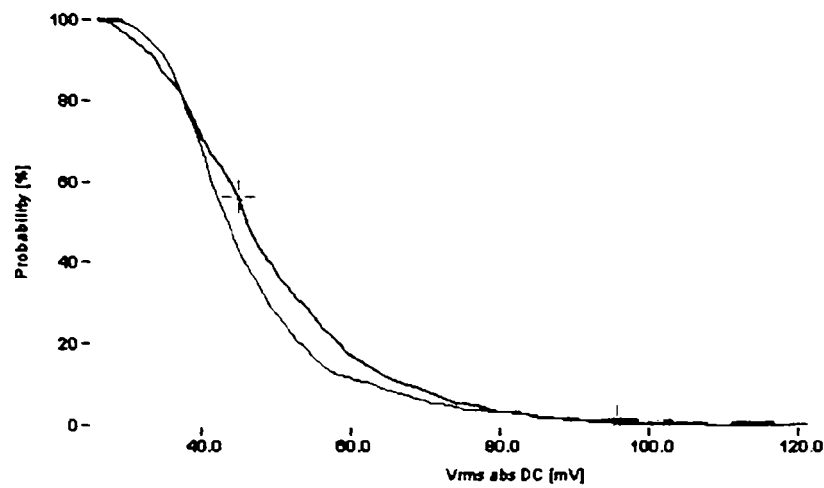


Fig. 4.28. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori a componentei continue a tensiunii.

Analiza nesimetriei sistemului tensiunilor de fază. Așa cum s-a mai menționat, pentru a urmări gradul de simetrie a tensiunilor de alimentare s-au monitorizat: valoarea tensiunii față de pământ a conductorului neutru, componentele de secvență ale tensiunilor dintre faze U^+ și U^- și coeficientul de disimetrie (unbalance) $u = U^- / U^+$.

Referitor la componenta de secvență pozitivă, în fig. 4.29. se prezintă variația acesteia pe durata de monitorizare. Din analiza figurii se constată că pe perioada cât receptorul deformant nu este conectat, adică perturbațiile sunt reduse componenta pozitivă are o mărime semnificativă, aproape 98 % din tensiunea totală a fazei.

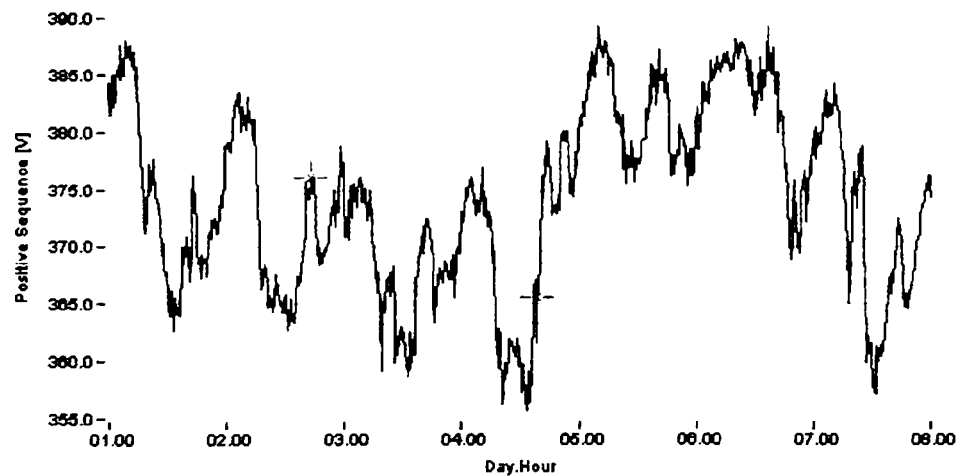


Fig. 4.29. Variația componentei pozitive a tensiunilor dintre faze.

Valori foarte mici se înregistrează pentru tensiunile negativă și zero.

În fig. 4.30. se trasează variația componentei negative, iar în fig. 4.31. a componentei de secvență zero. De menționat că, componenta de secvență zero are valori relativ mici, cuprinse între 0 și 200 mV, care prezintă câteva vârfuri, care ating 500-700 mV, totuși mult prea mici pentru a fi luate în considerare. Valorile foarte reduse ale componentei de secvență negativă a tensiunii pot fi urmărite destul de simplu și din analiza coeficientului de nesimetrie negativă al tensiunii, ale cărei valori medii sunt cuprinse între 0,1 ÷ 0,2 %, iar maxime între 0,4 ÷ 0,55 % (fig. 4.32).

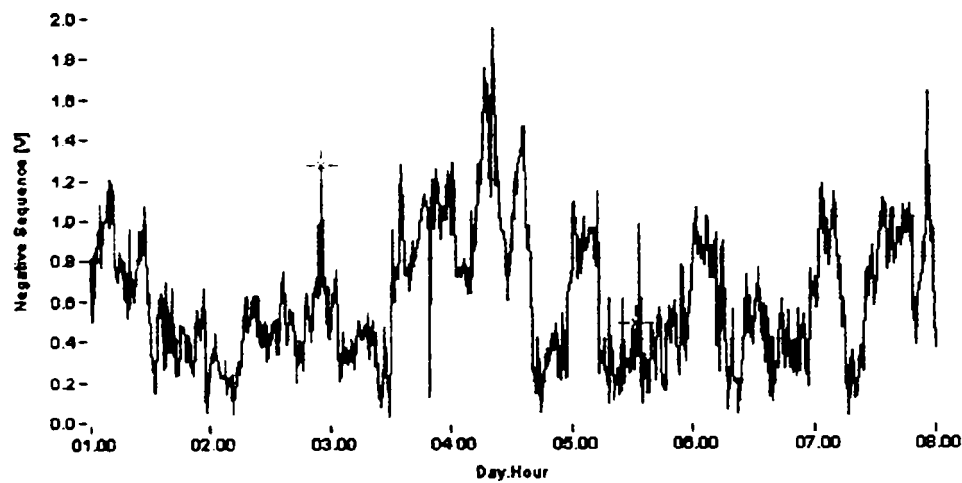


Fig. 4.30. Variația componentei negative a tensiunilor dintre faze.

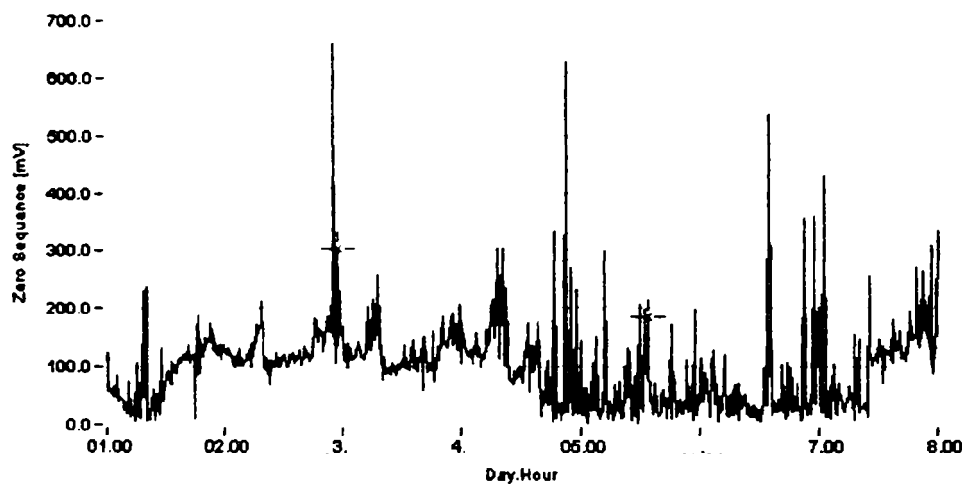


Fig. 4.31. Variația componentei zero a tensiunilor dintre faze.

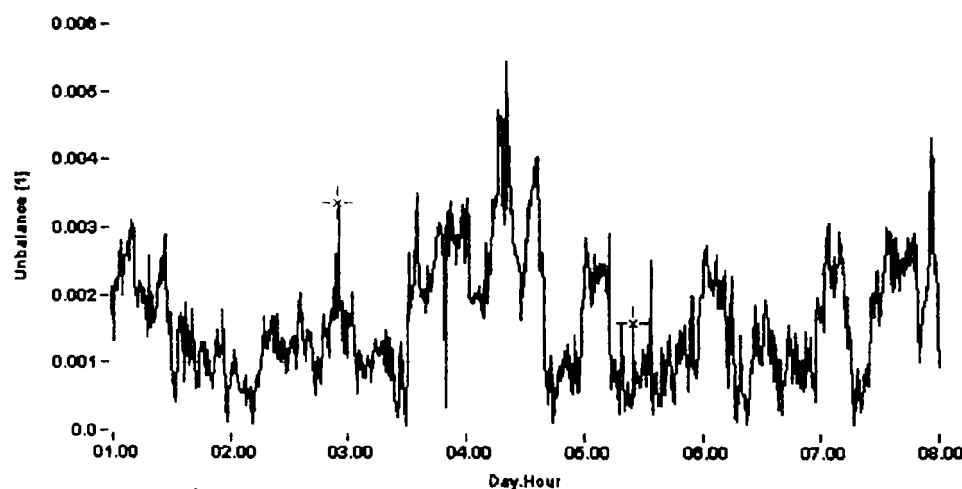


Fig. 4.32. Variația coeficientului de nesimetrie negativă al tensiunii.

Din analiza valorilor coeficientului de nesimetrie negativă, se constată că practic nu se poate vorbi de o nesimetrie a tensiunilor, valoarea maximă a lui u fiind departe de aceea limită 2 % [82].

Înainte de a încheia acest paragraf trebuie menționat că sistemul de monitorizare urmărește și forma curenților pe cele trei faze. În acest sens în fig. 4.33. este prezentată variația valorilor efective ale componentei fundamentale a curenților pe cele trei faze, în fig.4.34. probabilitatea de apariție a unei anumite valori a componentei fundamentale a curenților pe cele trei faze, în fig.4.35. componenta continuă a curenților de fază, în fig 4.36. probabilitatea de apariție a unei anumite

valori a componentei continue, în fig. 4.37. variația rezidului deformat, în fig.4.38. variația rezidului deformat capacitiv, iar în fig. 4.39. variația reziduului deformat inductiv.

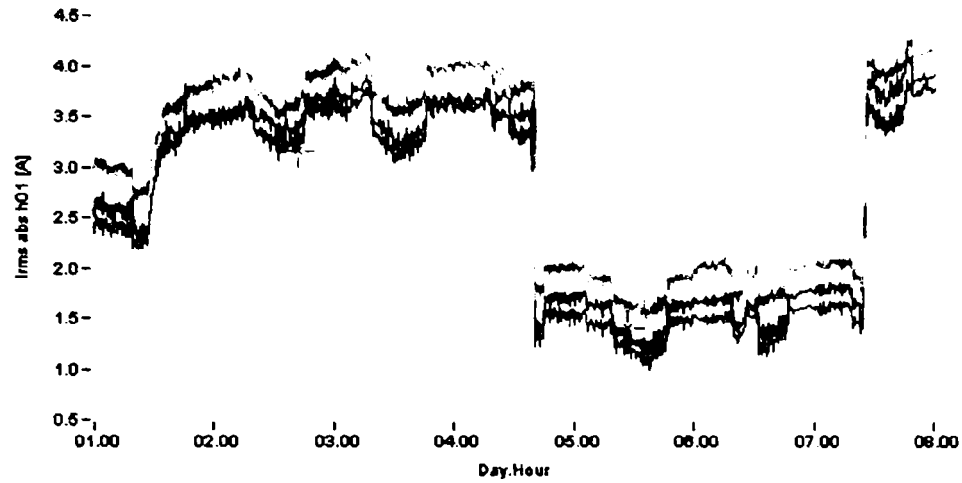


Fig. 4.33. Variația valorilor efective ale componentei fundamentale a curenților.

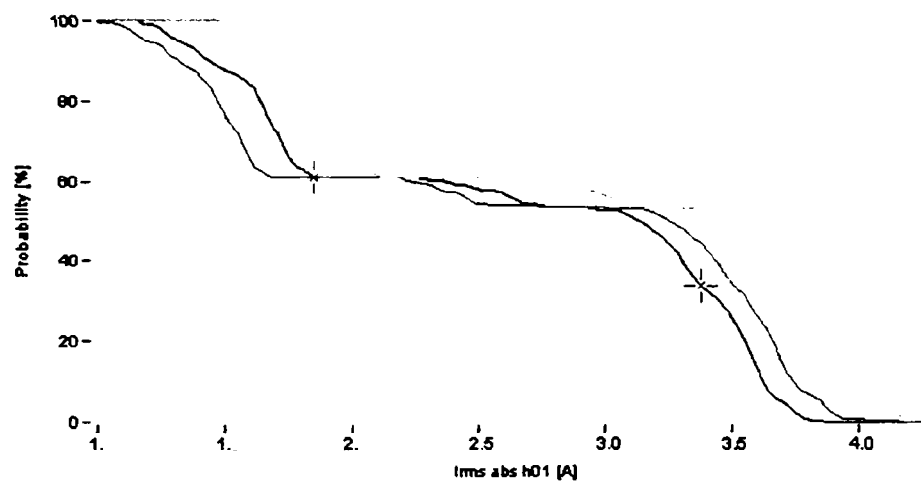


Fig. 4.34. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori a componentei fundamentale ale curenților.

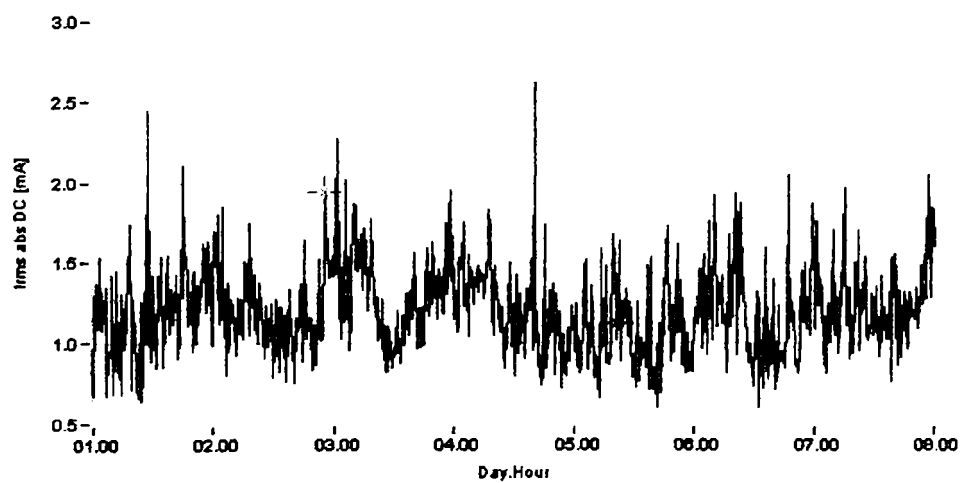


Fig. 4.35. Variația componentei continue a curenților de fază.

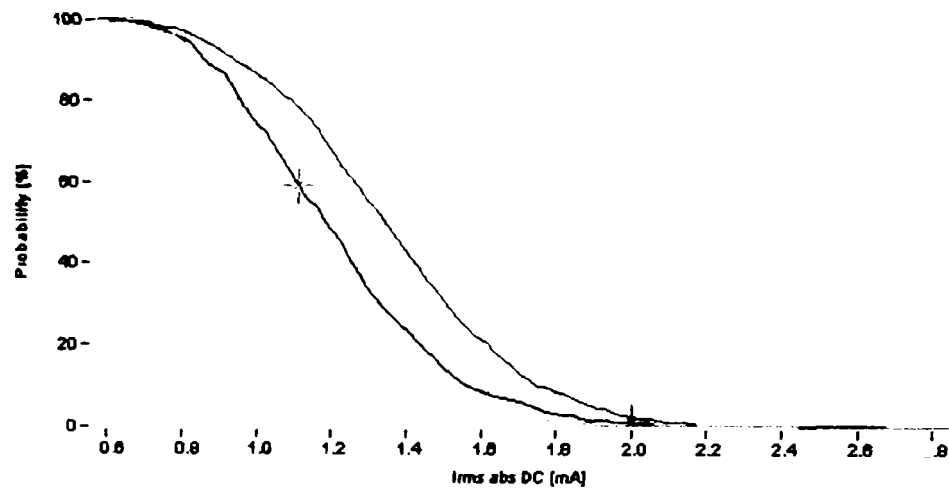


Fig. 4.36. Variația probabilității de apariție a unei anumite valori a componentei continue a curenților de fază.

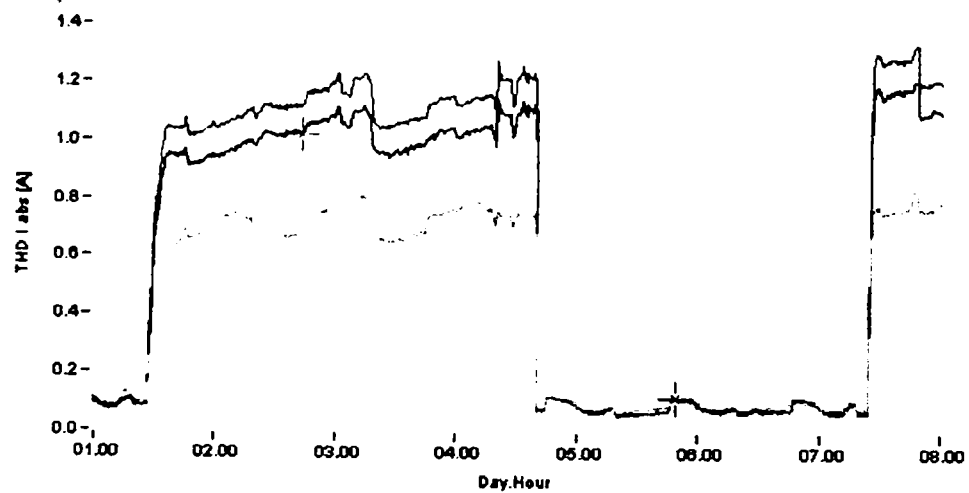


Fig. 4.37. Variația rezidului deformant al curenților de fază.

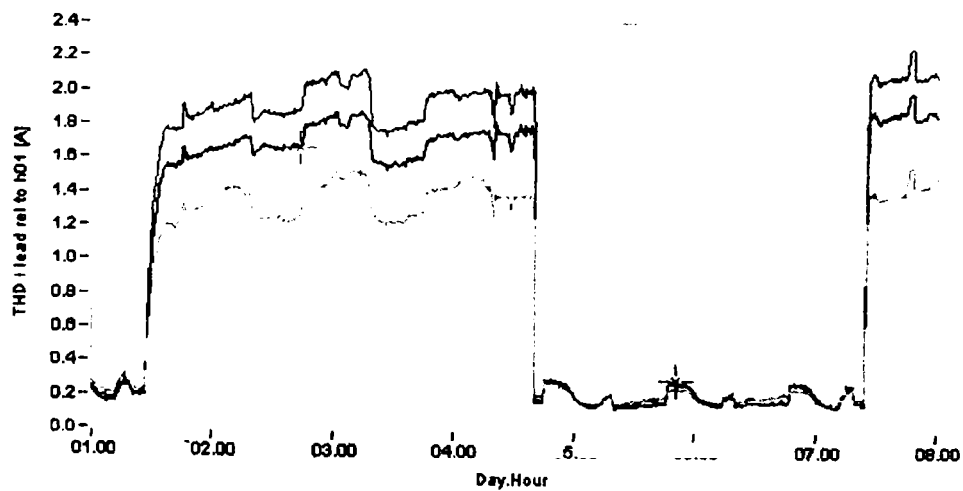


Fig. 4.38. Variația rezidului deformant capacitiv al curenților de fază.

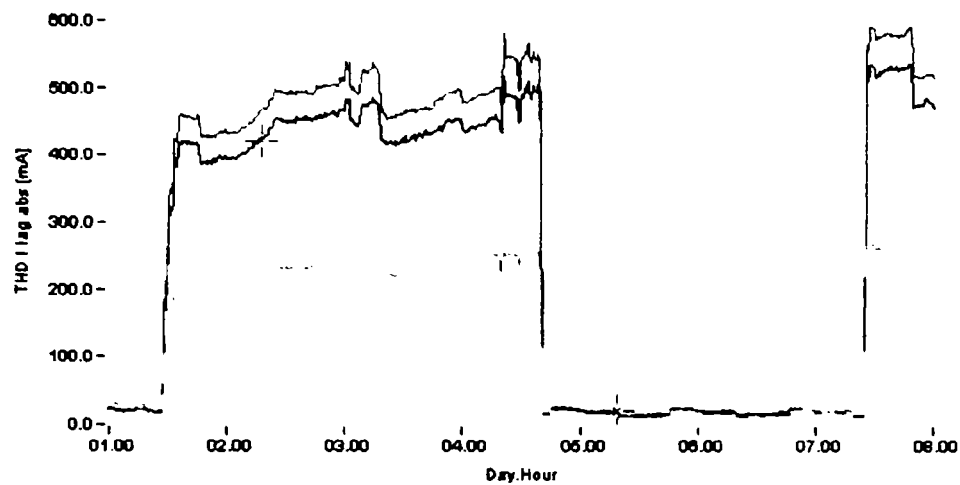


Fig. 4.39. Variația rezidului deformant inductiv al curenților de fază.

Din analiza celor prezentate în fig. 4.33.-4.39. rezultă următoarele:

- gradul de încărcare în curent al celor trei faze este relativ apropiat, faza c fiind mai încărcată decât celelalte două cu circa $8 \div 10 \%$;
- componenta continuă a curenților de fază este foarte redusă, de circa 15-20 ori față de valoarea curenților de fază;
- reziduul deformant al curenților atinge până la 25 % din valoarea curentului pe fundamentală, valorile mai mari fiind pe fazele b,a,c.
- curentul cel mai puțin deformant este pe faza c și cel mai deformant pe faza a.

În sprijinul celor de mai sus afirmate în fig. 4.40. se prezintă variația curenților absorbiți din secundarul transformatorului de servicii proprii pe cele trei faze. Se constată că, cel mai puțin deformant este curentul de pe faza c. De asemenea amplitudinea curenților care alimentează receptorul deformant, nu depășește 8A.

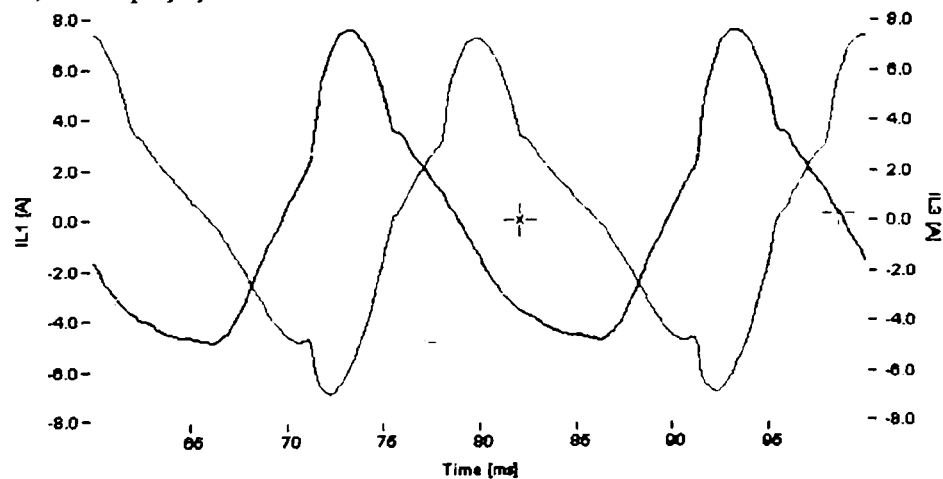


Fig. 4.40. Oscilograma curenților pe cele trei faze pe durată de 40 ms.

În completarea celor afirmate în fig. 4.41. a), b), c) se prezintă spectrul armonicilor de curent pe fazele a,b,c.

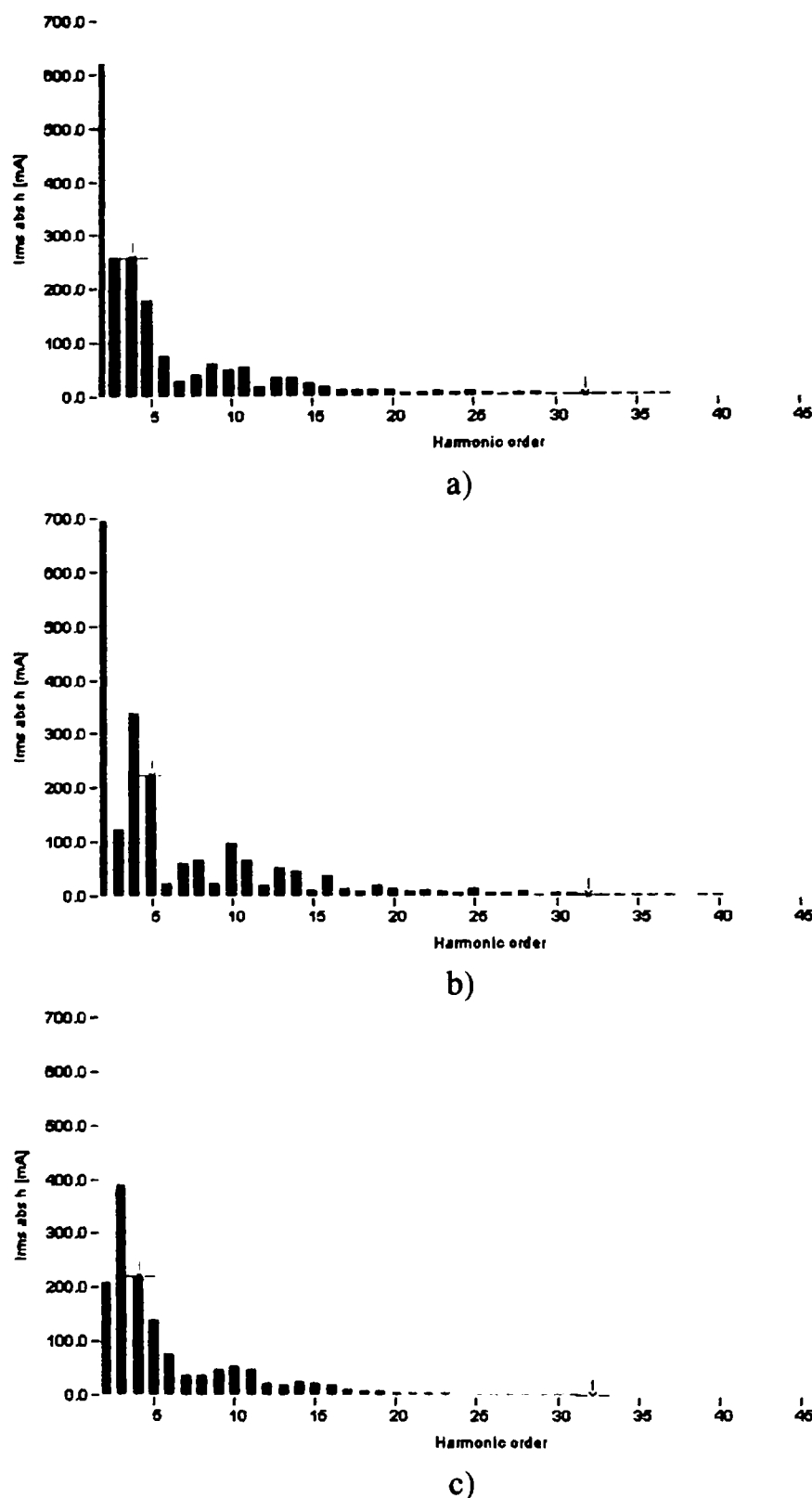


Fig.4.41. Spectrul de armonici ai curenților de pe fazele: a)a;b)b;c)c.

Din analiza spectrelor armonicilor de curent, rezultă următoarele:

- armonica a doua deține o pondere însemnată pe fazele a și b, valorile ei fiind de 620 și respectiv de 694 mA; în schimb armonica a 4-a are valori importante pe toate fazele, mai mari însă pe faza c unde atinge aproape 0,34 A;
- armonicile de rang 3 și 5 au valori semnificative, atingând pe faza c 0,39 A și respectiv 0,14 A.

Un alt indicator legat de calitatea sarcinii(curentului) este fără îndoială factorul de putere. Pentru faza a, variația factorului de putere pentru perioada monitorizată se prezintă ca în fig. 4. 42.

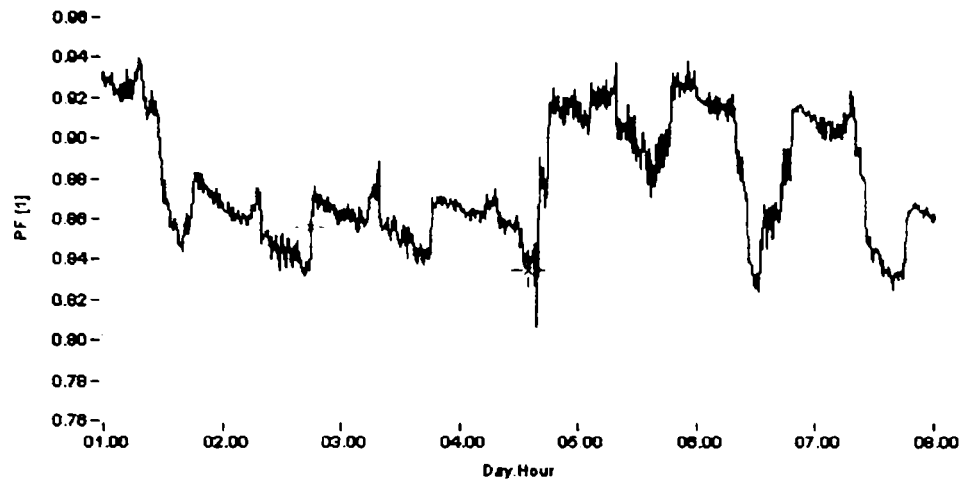


Fig. 4.42. Variația factorului de putere pe faza a.

Se constată din analiza celor prezentate în fig. 4.42. că și sub aspectul valorii factorului de putere se pot identifica două intervale și anume: unul în care a funcționat electrolizorul și altul în care nu a funcționat. Pentru perioada cât a funcționat electrolizorul factorul de putere a fost cuprins între $0.83 \div 0,88$ iar în perioada în care nu a funcționat, între $0.87 \div 0,93$.

Tot în sensul calității tensiunii de alimentare a receptorilor de servicii proprii, mai precis sub aspectul simetriei tensiunilor și curenților de fază, în fig. 4.43. se prezintă diagrama fazorială a tensiunilor de fază și a curenților ridicată de echipamentului de monitorizare corespunzător fundamentalei și unui interval de achiziție de $156 \mu s$ cuprins în intervalul 08.02.2005 orele 22:28,063089 și 22:29,343888.

Din analiza celor prezentate rezultă că tensiunile de fază alcătuiesc un sistem, destul de simetric, diferențele între valorile efective ale fundamentalei, precum și defazajele dintre acestea sunt foarte apropiate de 120° .

Situația este puțin însă diferită sub aspectul curenților, în sensul că pe fundamentală curenții pe faza a și b sunt practic egali și decalajați față de tensiunea fazei corespunzătoare cu defazaje de ordinul a $32 \div 33^\circ$.

În schimb curentul pe faza a treia (c) are valoarea de 4,38 A și este defazat cu circa 35° față de tensiunea acestei faze.

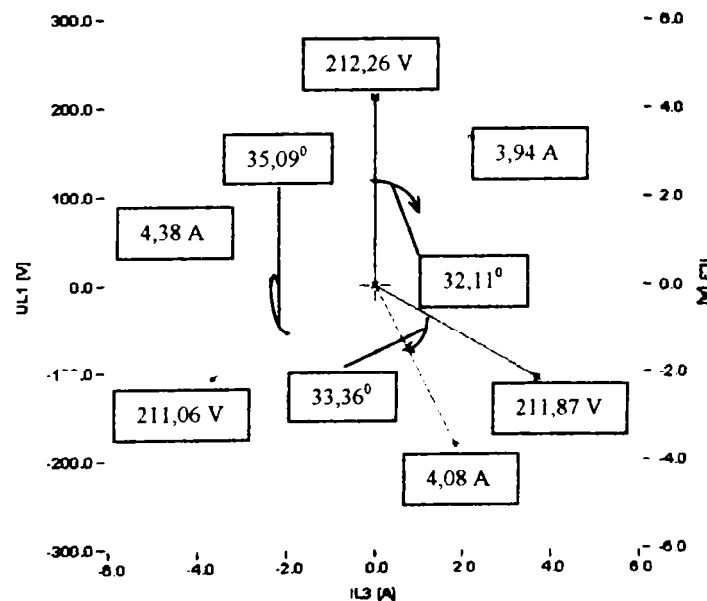


Fig. 4.43. Diagrama fazorială a tensiunilor și curenților de fază corespunzătoare fundamentalei.

În ceea ce privește calitatea frecvenței tensiunii de alimentare, aceasta corespunde frecvenței sistemului iar variația valorilor medii pe intervalul de 15 minute se prezintă în fig. 4.44.

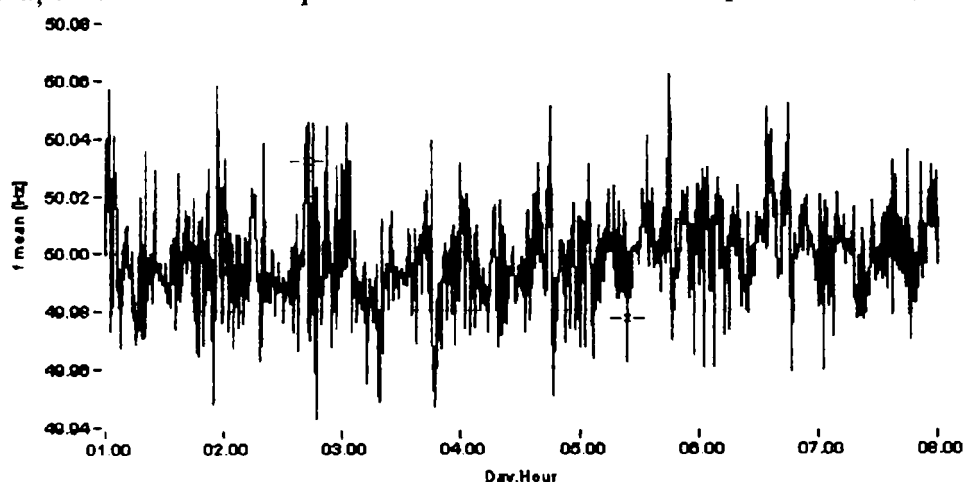


Fig. 4.44. Variația frecvenței medii a tensiunii de alimentare pentru o perioadă de monitorizare.

Din analiza celor prezentate rezultă că frecvența variază în intervalul de valori $49,94 \div 50,06$ Hz, adică $\pm 0,12\%$ față de frecvența nominală.

Sintetizând toate aspectele calității energiei electrice furnizate receptorilor de servicii proprii se poate completa tabelul 4.8.

Tabelul 4.8 Aprecierea calității energiei electrice care alimentează serviciile proprii ale stației 220/110 kV Timișoara.

Componența calității	Mărimea de interes	Calificativ				
		F.B.	B	Mediu	S	F.S.
Tensiunea	variații de lungă durată	*				
	variații de scurtă durată		*			
	fluctuații	*				
	întreruperi	*				
	simetrie		*			
	formă, armonici			*		
Frecvența	valoare medie	*				
Sarcină(curenți)	variații de durată		*			
	simetrie			*		
	formă, armonici			*		
	factor de putere			*		

Din analiza celor prezentate în tabelul 4.8 rezultă că situația calității energiei electrice livrate receptorilor de servicii proprii din terțiarul AT al stației Timișoara este bună și foarte bună. Calitatea tensiunii practic este bună, singurul aspect care este oarecum la nivel mediu este prezența unor distorsiuni în curba tensiunii atunci când funcționează electrolizorul-receptor neliniar, care prin prezența unor elemente redresoare introduce armonici în curba tensiunii.

Aceleași observații se pot face și referitor la calitatea curenților absorbiți (adică a sarcinii). Curenții prezintă distorsiuni relativ pronunțate atunci când funcționează electrolizorul; totuși valorile acestor curenți sunt relativ mici, ca urmare este greu de crezut că perturbațiile pe care le pot aduce prin tensiunile induse în circuitele vecine, pot atinge valori care să depășească limitele de compatibilitate.

4.8. Concluzii.

În capitolul de față s-au prezentat problemele legate de asigurarea calității energiei livrate consumatorilor de servicii proprii. Alături de siguranța în funcționare a “circuitului” care asigură alimentarea acestor consumatori, problema calității energiei electrice revine imediat în atenția celor care concep și exploatează stații ale rețelelor de transport cu alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor de forță.

Ca urmare în cadrul capitolului s-au prezentat mai întâi problemele generale privind calitatea energiei electrice, evidențiindu-se faptul că energia electrică este o marfă, dar una particulară afectată de perturbații electromagnetice sub incidența relației dintre furnizor și consumator, a cărui aspect principal este calitatea tensiunii.

Calitatea tensiunii rămâne de fapt problema principală și în cadrul prezentei cercetări și firește și în cadrul lucrării, ea este aceea care trebuie urmărită și analizată, motiv pentru care în cadrul capitolului i s-a acordat un spațiu mai larg. La început s-a considerat util a fi prezentate câteva definiții și parametri specifici standardului EN 50160, apoi s-au precizat caracteristicile perturbațiilor principale de tensiune, perturbații care au fost în continuare prezentate pe larg. Astfel- variațiile de lungă durată pot apare datorită modificărilor sarcinii și a nivelului de tensiune în noduri adiacente nodului de interes. Distanțele electrice însă foarte reduse pe de o parte, pe de altă parte stabilitatea regimului sub aspectul valorii sarcinilor pe liniile de transport ce converg în nodul Timișoara, respectiv Arad, conduc la concluzia că nu se ating variații ale tensiunii pe barele de joasă tensiune ale serviciilor proprii (și chiar la bornele receptorilor) mai mari de 10 %. În situația în care pot apărea schimbări sensibile în valorile puterilor transportate în rețeaua de transport, inclusiv în sensul de circulație al puterilor, schimbări survenite ca urmare a unor modificări în structura rețelei, se propune ca transformatoarele de servicii proprii să fie prevăzute cu ploturi care în situații deosebite să poată fi comutate. Pe perioada comutării ploturilor se va apela la alimentarea de rezervă. Tot ca o concluzie importantă trebuie menționat faptul că în perioada cât s-a efectuat monitorizarea prezentată în studiul de caz considerat în rețeaua de 0,4 kV a serviciilor proprii a stației Timișoara (alimentată din terțiarul AT) nu s-au manifestat fluctuații de tensiune, întreruperi, variații bruște nepermise (adică care să nu se încadreze în curba de acceptabilitate definită de standardele IEC).

Un alt aspect căruia i s-a acordat mare atenție a fost: forma curbelor de tensiune și curent în rețeaua de 0,4 kV a serviciilor proprii, dat fiind faptul că aici se află practic sursele de regim nesinusoidal- receptorii neliniari. În acest sens în capitol sunt prezentate pe larg problemele referitoare la analiza și definirea parametrilor caracteristici regimului nesinusoidal (deformați) în concordanță cu noul normativ PE 143/2001 și cu recomandările CEI. Studiul de caz analizat evidențiază că există anumite depășiri atât sub aspectul nivelului armonicilor, cât și a coeficientului de distorsiune ($THDU_U$). Cu toate acestea, practic nu s-au constatat neajunsuri în funcționarea receptorilor tip acționări cu motoare asincrone pe durata cât a funcționat receptorul deformant. Dar avându-se în vedere normativele se recomandă a urmări funcționarea acestora.

Un alt element care trebuie remarcat cu ocazia monitorizării calității tensiunii de alimentare a receptorilor de servicii proprii vis a vis de forma curbelor de tensiune este reziduul deformat, reziduul deformant capaciv și inductiv, precum și probabilitatea de apariție a anumitor valori pentru reziduurile deformante, componenta continuă a tensiunii. Trebuie menționat aici că regimul nesinusoidal trebuie analizat cu atenție în tensiune și curent nu numai sub aspectul pierderilor sau a unor cupluri parazite pe care le-ar putea produce, dar și sub aspectul suprasolicitării unor echipamente secundare ce dispun de condensatoare sau circuite cu bobine în care câmpurile magnetice armonice ar produce tensiuni induse. Sub acest aspect, rezultă fără îndoială necesitatea ca unitățile TRANSELECTRICA să dispună de echipamente de monitorizare performante atât sub aspectul hardului, dar și al softului. De asemenea, pentru a evita apariția unor perturbații posibile la unele echipamente sensibile la câmpuri magnetice sau electrice armonice, se recomandă

monitorizarea unor indicatori caracteristici regimului deformant și chiar variațiile de câmp magnetic.

Aspecte interesante au fost relevate și cu ocazia monitorizării regimului nesimetric. Mult mai puțin pronunțat el se face totuși resimțit în curenții de sarcină.

Pe baza analizei calității efectuate mai cu seamă în studiul de caz analizat, s-a putut întocmi ordinograma unei proceduri (fig. 4.45), care jalonează tehnica ce trebuie urmărită și ierarhizarea problemelor, adică începând cu variații lente și rapide de tensiune și terminând cu regimul nesinusoidal și nesimetric.

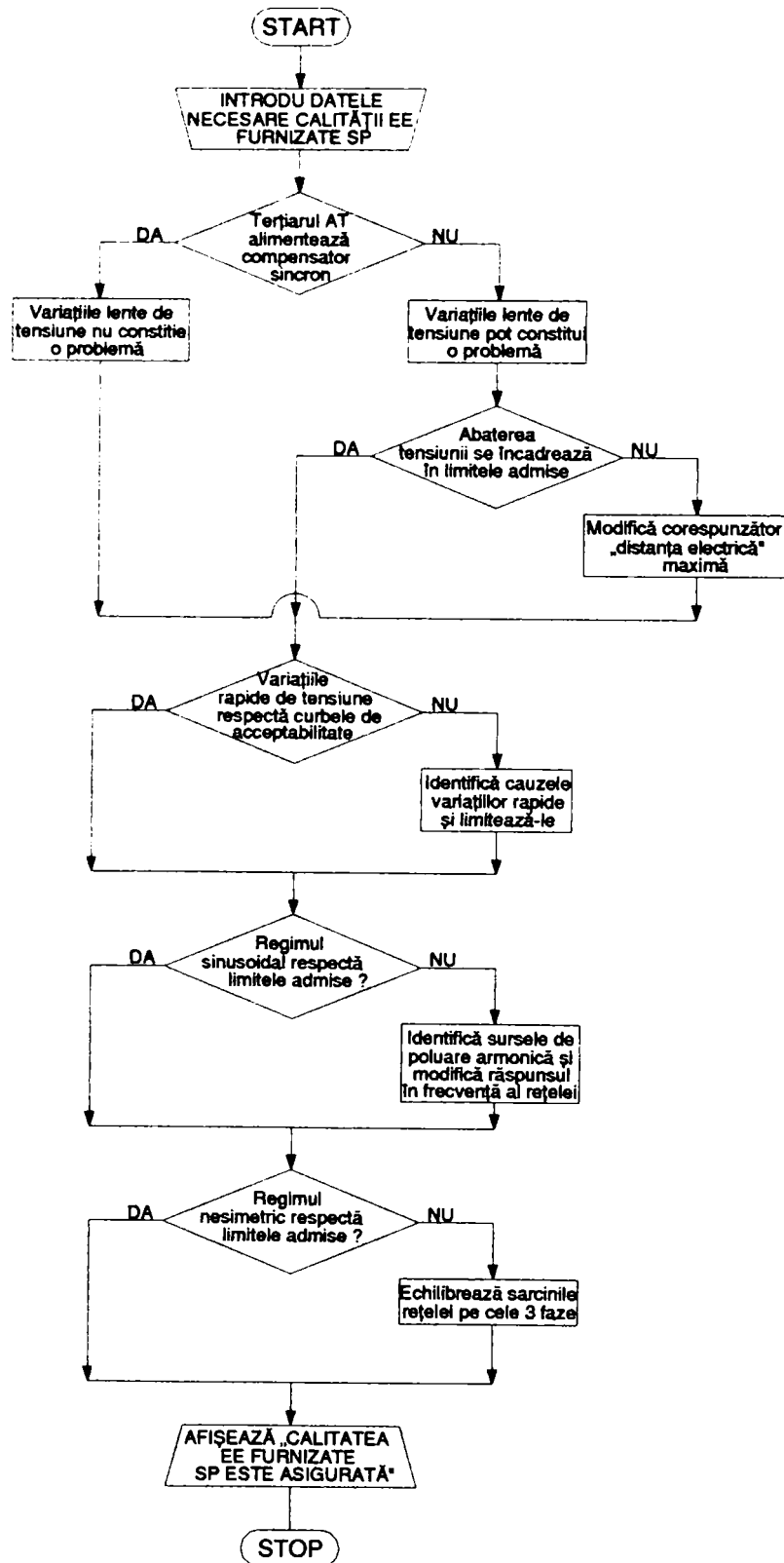
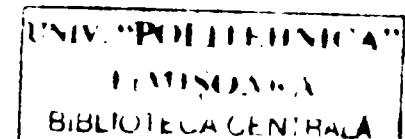


Fig. 4.45. Ordinogramă pentru verificarea asigurării calității energiei electrice livrate SP din terțiarul AT

Cât privește contribuțiile aduse în acest capitol, acestea se referă la:

- sistematizarea aspectelor ce trebuie analizate într-un studiu ce vizează asigurarea calității energiei electrice a unui consumator complex, cu referire concretă la receptorii de servicii proprii ai unei stații a rețelelor de transport;
- prezentarea în cadrul problemelor de regare a tensiunii a autotransformatoarelor cu flux constant și evidențierea necesității de a implementa în stații autotransformatoare de concepție modernă, care să asigure constanța fluxului principal, răspunzând astfel mult mai eficient la condițiile pe care le impune alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor;
- prezentarea, analiza și comentarea studiului de caz, aplicație efectuată pe situația reală în care alimentarea receptorilor de servicii proprii se efectuează din terțiarul autotransformatorului. Rezultatele obținute sunt o dovadă elocventă că cercetarea efectuată în cadrul TRANSELECTRICA și respectiv a Politehnicii din Timișoara nu au fost zadarnice și acestea atestă utilizarea soluției de alimentare a SP din terțiarul AT;
- ierarhizarea problemelor ce trebuie urmărite în cadrul analizei calității energiei electrice furnizate receptorilor de servicii proprii ai stațiilor RET;
- evidențierea rolului unor mărimi legate de forma curbelor de tensiune și curent, cum ar fi: reziduul deformant capacitiv și respectiv inductiv al tensiunii și curentului.



Capitolul 5

PROTECȚIA AUTOTRANSFORMATOARELOR DIN STAȚIILE RET.

În cadrul capitolului 2 s-a evidențiat faptul că elementul cel mai sensibil din cadrul stației la orice incident care ar afecta elementele stației este autotransformatorul. În plus ponderea costurilor legate de instalarea și exploatarea acestuia pot atinge valori de 10-15 %. Ca urmare se consideră necesar în cele ce urmează a trata problema protecției AT cu cea mai mare atenție.

5.1. Generalități privind protecția instalațiilor RET.

Una dintre principalele condiții care se impun instalațiilor electrice este aceea a siguranței în funcționare, adică a alimentării continue cu energie electrică a consumatorilor.

Asigurarea funcționării fără întrerupere a instalațiilor electrice are o importanță deosebită, atât datorită faptului că urmările perturbațiilor în funcționare pot fi foarte grave, cât și faptului că instalațiile electrice sunt mai expuse deranjamentelor decât alte genuri de instalații. Gravitatea urmărilor este determinată de faptul că instalațiile electrice fac parte dintr-un sistem electroenergetic complex și fiind legate între ele electric, un defect apărut într-un loc afectează funcționarea normală a întregului sistem și energiile care inrevin conduc la efecte distructive extrem de mari.

Rolul principal al automatizărilor și al protecției prin relee folosite în electroenergetică constă în limitarea efectelor avariilor apărute și în asigurarea alimentării fără întrerupere cu energie electrică a consumatorilor. Protecția prin relee, care constituie ea însăși automatizarea folosită de multă vreme pe scara cea mai largă în instalațiile electrice, are în general două funcțiuni principale [88],[89]:

- separarea elementului avariat de restul instalațiilor electrice și asigurarea, în felul acesta, a funcționării în continuare a acestora, în condiții normale;
- sesizarea regimurilor anormale de funcționare a instalațiilor electrice și semnalizarea lor, pentru a se preveni apariția unor avarii.

Pentru îndeplinirea acestor două funcțiuni fundamentale, dispozitivele de protecție, indiferent de tipul sau principiul constructiv pe care se bazează, trebuie să satisfacă următoarele condiții generale:

- selectivitatea, adică deconectarea doar a elementului avariat și permiterea funcționării în continuare a instalațiilor neavariate;
- sensibilitatea, adică sesizarea tuturor defectelor și a regimurilor anormale de funcționare, chiar atunci când ele se deosebesc doar cu puțin de regimul de funcționare normal al instalațiilor;
- rapiditatea, care este necesară pentru că numai o deconectare rapidă a elementelor avariate poate rămâne fără urmări asupra funcționării instalațiilor neavariate;
- siguranța, care constă în aceea că dispozitivele de protecție prin relee, care acționează foarte rar, trebuie să fie pregătite, chiar după o lungă perioadă lungă de repaus, pentru a funcționa corect.

Defectele care apar în instalațiile electrice sunt foarte complexe, atât ca și desfășurare, cât și din punctul de vedere al efectelor pe care le pot produce. Deși este posibilă o împărțire a defectelor după cauza cauză și natura lor, în practică este greu de distins cărei categorii îi aparține defectul care a avut loc, dat fiind că cel mai adesea apar defecte combinate și nu se poate ști care a fost cauza sau defectul.

Marea majoritate a defectelor reprezintă, în fond, o formă sau alta de deteriorare a izolației, fie că aceasta este constituită din materiale izolante speciale, fie este reprezentată de mediul izolant natural(aerul), deteriorarea constând în acest caz în anularea calităților izolante ale spațiului din aer.

Principalele defecte posibile sunt[91],[92]:

- scurtcircuitul, este cel mai grav defect; el se poate produce între trei faze, între două faze sau între o fază și pământ (în rețelele cu punctul neutru legat la pământ). Străpungerea sau conturnarea izolației creează, pentru curent, un drum de rezistență în general mică, mult mai mică decât a consumatorilor, ceea ce duce la creșterea deosebită a curentului, care devine astfel un "curent de scurtcircuit".

Curentul de scurtcircuit, având o valoare mare, provoacă o creștere a căderii de tensiune în generatoare și în toate impedanțele pe care le parcurge, ducând în felul acesta la o scădere generală a tensiunii în rețea, cu efecte dăunătoare asupra consumatorilor și asupra funcționării în paralel a centralelor. La locul scurtcircuitului tensiunea poate deveni nulă și consumatorii aflați în apropiere sau în aval rămân nealimentați;

- punerea la pământ, constă tot în deteriorarea izolației. Într-o rețea cu punctul neutru izolat, punerea la pământ a unei faze nu constituie, prin ea însăși, un defect, neconducând la perturbări importante ale funcționării. Ea este însă de cele mai multe ori doar începutul unui defect mai grav, căci de obicei degenerază în scurtcircuite, de aceea, apariția punerii la pământ trebuie cunoscută, pentru a se lua măsurile necesare de îndepărtare a acestei stări anormale. Punerea la pământ a unei faze, într-o rețea cu punctul neutru legat la pământ, este, de fapt, un scurtcircuit monofazat;
- dubla punere la pământ, este provocată de apariția unei a doua puneri la pământ pe o altă fază, în condițiile existenței unei puneri la pământ datorită supratensionării rețelei. Dubla punere la pământ este echivalentă cu un scurtcircuit bifazat prin rezistență;
- întreruperea fazei, este determinată de ruperea conductoarelor, arderea unei siguranțe sau deschiderea unui echipament numai pe o singură fază. Acest gen de defecte, care duce la încărcări nesimetrice și prin acesta produce neajunsuri, este însă rar și, cel mai adesea însoțit de scurtcircuite sau puneri la pământ.

În sistemele electroenergetice, în afara defectelor propriu-zise, pot surveni abateri de la regimul normal de funcționare, care produc de asemenea perturbații și pagube. Acestea constau, în esență, în abateri ale parametrilor de funcționare (tensiune, curent, frecvență) de la valorile nominale sau apariției pendulațiilor între grupurile generatoare[89].

5.2. Sisteme de protecție ale autotransformatoarelor. Particularitățile protecțiilor autotransformatorului.

Autotransformatoarele trebuie echipate cu protecții contra defectelor interioare și la borne, a regimurilor anormale de funcționare, cauzate de defecte exterioare din rețea și cu protecții tehnologice. Trebuie prevăzute protecții pentru următoarele defecte și deranjamente[88],[89]:

- împotriva defectelor interioare(scurtcircuite monofazate, scurtcircuite polifazate în înfășurări, scurtcircuite între spirele aceleași faze);
- împotriva defectelor la bornele autotransformatoarelor;
- împotriva supracurenților provocații de scurtcircuitele exterioare(în rețeaua de 220 kV, 110 kV sau 10 kV);
- împotriva suprasarcinilor;
- împotriva supratemperaturilor;
- împotriva incendiilor la autotransformatoare;
- împotriva scăderii nivelului de ulei.

Practica exploatării a arătat că, dintre defectele interioare enumerate, cele mai dese sunt punerile la masă sau scurtcircuitele monofazate sau între spire, iar cele mai rare scurtcircuitele

polifazate în interiorul autotransformatorului. Din punct de vedere al defectelor exterioare cele mai întâlnite sunt cele provocate de defectele din rețele de 220 și 110 kV, iar cele mai rare sunt defectele la bornale autotransformatoarelor (între trecerile izolante și transformatoarele de curent) care cel mai adesea sunt provocate de cauze externe (păsări, furtuni).

Protecțiile care acționează se execută pentru a comanda declanșarea tuturor întrerupătoarelor autotransformatorului, cu sensibilitate cât mai mare și cu acțiune cât mai rapidă, prin aceasta reducându-se proporțiile defectării autotransformatorului și asigurându-se o funcționare stabilă a sistemului electroenergetic, în caz de scurtcircuit.

În cele ce urmează vom descrie principalele protecții ale autotransformatoarelor încercând să arătăm pentru fiecare dintre ele împotriva căror defecte se realizează, modul de realizare și particularitățile fiecăreia.

5.2.1. Protecția de gaze.

Principala protecție contra defectelor interne cu care trebuie prezăcut fiecare autotransformator este protecția de gaze. Această protecție poate fi aplicată numai autotransformatoarelor cu ulei și conservator, ea acționând numai în cazul defectelor din interiorul cuvei. În cazul acesta arcul electric sau căldura dezvoltată de scurtcircuit au ca urmare descompunerea uleiului și a materialelor organice ale pieselor izolante și formarea de gaze. Acestea, fiind mai ușoare decât uleiul se ridică către conservator. În cazul defectelor mai grave, formarea gazelor poate fi atât de violentă, încât presiunea interioară care ia naștere poate imprima și uleiului o deplasare către conservator.

Aparatul care sesizează formarea gazelor sau a deplasării violente a uleiului, cum și scăderea nivelului acestuia, este releul de gaze, cunoscut și sub denumirea de releu Buchholz. Releele Buchholz se realizează în diverse tipuri constructive, însă toate au la bază faptul că aceste rele se montează pe legătura între cuva autotransformatorului și conservator care se realizează cu o înclinație de 2-4 %.

Releul de gaze este format dintr-un mic rezervor prevăzut pe două laturi opuse, cu orificii pentru racordarea la conducta de ulei. În interiorul releului se găsesc două flotoare care sunt reprezentate de niște piese mobile aflate în circuitul de ulei, de care sunt fixate contactele de forma unor întrerupătoare basculante cu mercur, basculante. Primul flotor are rolul de a semnaliza prezența gazelor și acest lucru se întâmplă în cazul unor degajări lente când gazele umplu releul până la limita superioară a orificiilor de intrare și de ieșire, ele trec liber către conservator. În cazul unor degajări violente de gaze, fluxul de ulei și gaze care trece prin releu lovește paleta de șoc, antrenând și întrerupătorul basculant care determină declanșarea întrerupătoarelor aferente autotransformatorului.

Autotransformatoarele sunt prezăcute cu relee de gaze și pentru fiecare comutator de ploturi care are prezăcută cuvă individuală. Aceste relee de gaze determină de asemenea declanșarea întrerupătoarelor aferente autotransformatoarelor.

Avantajele protecției de gaze sunt:

- simplitate;
- sensibilitate;
- rapiditate, comandă semnalizarea și declanșarea în funcție de caracterul defectului;
- acționează practic la toate defectele din interiorul cuvei.

Dezavantajele protecției reies din principiul de funcționare și sunt următoarele:

- aerul care este introdus în cuvă împreună cu uleiul se ridică, în cazul creșterii temperaturii acestuia, spre conservator și trecând prin releu poate determina acționarea lui. Pentru a se evita acest neajuns, primele trei zile după repunerea în funcțiune a autotransformatorului, protecția este comutată pe semnalizare;

- posibilitatea acționării releului de către fluxul de uleiuri care se formează în autotransformator, în urma unor scurtcircuite exterioare violente sau în urma pornirii și opririi pompelor din circuitul de ulei;
- protecția nu acționează la defectele produse în afara cuvei lui. Din această cauză protecția nu poate fi folosită ca protecție unică contra scurtcircuitelor din autotransformator.

5.2.2. Protecția diferențială longitudinală.

Protecția diferențială longitudinală a autotransformatorului este utilizată pe scară largă, ca o completare a protecției de gaze, împotriva defectelor interne și la bornele autotransformatorului. În zona ei de acțiune intră și legăturile prin conductoare între trecerile izolante și transformatoarele de curent. Ea comandă deconectarea tuturor întrerupătoarelor autotransformatoarelor.

Principiul ei de funcționare este principiul comparării curenților. În cazul autotransformatoarelor se compară valorile și sensurile aceluiași faze din cele două sau trei înfășurări ale autotransformatorului protejat. Autotransformatorul trebuie să aibă instalate pe fiecare fază a tuturor înfășurărilor sate transformatoare de curent. Înfășurările secundare ale acestora trebuie legate în așa fel încât la funcționare normală sau scurtcircuit exterior schema protecției trebuie să asigure egalitatea curenților în releul diferențial iar la scurtcircuit în zona protejată curentul prin releu să fie suma curenților (fig. 5.1.)

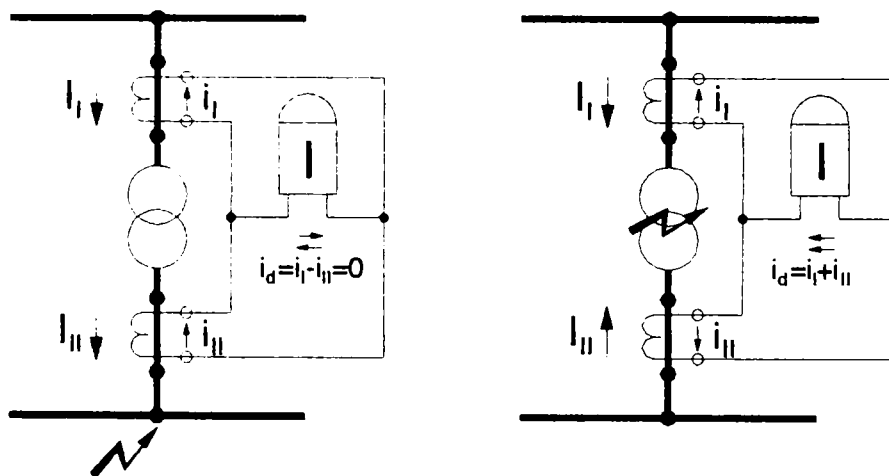


Fig. 5.1. Principiul de funcționare a protecției diferențiale.

a)- scurtcircuit exterior sau funcționare normală; b)- scurtcircuit interior

Schemele protecțiilor diferențiale longitudinale ale generatoarelor și liniilor, datorită faptului că curenții primari sunt egali și au aceeași fază, asigură, în cazul scurtcircuitelor exterioare, condiția

$$\dot{i}_d = \dot{i}_I + \dot{i}_{II} = 0$$

numai prin respectarea condițiilor privind egalitatea rapoartelor de transformare, coeficientul de supracurent și identitatea caracteristicilor de magnetizare ale transformatoarelor de curent. La autotransformatoare însă, realizarea unei protecții diferențiale care să asigure condiția menționată are câteva particularități, care se referă la [89]:

- existența unui curent de magnetizare;
- diferența de fază între curenții primari ai diferitelor înfășurări;
- inegalitatea curenților secundari ai diferitelor înfășurări și la existența unui curent de dezechilibru relativ mare.

În cele ce urmează vom încerca să arătăm modul concret de rezolvare a acestor particularități.

a) Curentul de magnetizare.

Acesta trece numai prin înfășurarea de pe partea sursei de alimentare, valorile lui în regim normal fiind de 3-5% din curentul nominal. La punerea sub tensiune a autotransformatorului are loc un șoc al curentului de magnetizare, a cărei valoare atinge în primul moment $(5 \div 8) \cdot I_n$. Durata curentului de șoc de magnetizare depinde de parametri transformatorului și ai rețelei, putând atinge $(2 \div 3)s$ și crește cu puterea autotransformatorului.

Curentul de magnetizare se caracterizează printr-o importantă componentă aperiodică, de aproximativ $(40 \div 60)\%$ din fundamentală, și printr-o armonică a doua pronunțată, de circa $(30 \div 70)\%$ din fundamentală, armonică a treia reprezentând circa 27%, a patra 5%, a cincea 4%, a șasea 3,7% și așa mai departe. Având în vedere că armonică a treia și armonicile multiplu de 3 se închid prin bobinajele în triunghi ale autotransformatorului protejat rămâne preponderentă influența armonicii a doua asupra comportării protecției diferențiale.

Pentru desensibilizarea protecției diferențiale față de șocul curentului de magnetizare se pot aplica următoarele metode:

- temporizarea protecției diferențiale, soluție în detrimentul rapidității, din care cauză utilizarea acestei metode este foarte redusă;
- desensibilizarea prin curent a protecției, care constă în reglarea releului la un curent de pornire $I_{pp} = (3 \div 4)I_n$;
- desensibilizarea protecției cu transformatoare cu saturație rapidă, care folosește proprietatea TSR de a nu lăsa să treacă în secundarul lor, componenta aperiodică, care reprezintă cea mai mare parte a curentului de magnetizare;
- desensibilizarea protecției față de armonică a doua din curentul de magnetizare, care utilizează un releu diferențial prevăzut cu filtru de armonică a doua.

b) Diferența de fază între curenții primari.

La transformatoarele cu conexiuni stea-triunghi, curenții primari, ai celor două înfășurări, au unghiuri diferite. Considerându-se valorile modulele acestor curenți egale atunci, acești curenți, transformați în secundar cu unghiurile lor, produc în circuitul diferențial un curent de dezechilibru i_{dez} , care are ca efect acționarea grșită a protecției.

Din această cauză, este necesară compensarea defazajului curenților primari, astfel încât curenții secundari să fie în fază. Compensarea se realizează conectând secundarele celor două grupuri de transformatoare de curent în mod diferit (la un grup secundarele se conectează în stea, iar la celălalt în triunghi), cu aceeași schemă de conexiuni ca și a transformatorului protejat. În acest mod se realizează o rotire în sens invers a fazelor curenților secundari, care compensează rotirea curenților primari provocată de conexiunea stea-triunghi ale transformatorului protejat. Se vor conecta în triunghi secundarele transformatoarelor de curent montate pe partea bobinajelor legate în stea ale transformatorului protejat și respectiv în stea secundarele transformatoarelor de curent montate pe partea bobinajelor legate în triunghi ale transformatorului protejat.

La autotransformatoarele la care înfășurarea terțiară nu este utilizată pentru care conexiunea este stea-stea iar grupa de conexiuni este $Y/Y-12$ nu mai este nevoie de conexiuni triunghi deoarece nu mai este necesară compensarea diferenței de fază.

La autotransformatoarele la care înfășurarea terțiară este utilizată și care uzual au grupe de conexiuni $Y/Y/\Delta$ se aplică regula descrisă pentru transformatoare cu observația că în acest caz avem de a face cu două înfășurări cu conexiune Y și o înfășurare cu conexiune Δ .

Releele se leagă în derivație, între conductoarele secundare ale circuitelor diferențiale de pe cele trei faze și conductorul de întoarcere, care se leagă la steaua grupului de transformatoare de curent de pe partea legată în Δ a transformatorului protejat.

c) Inegalitatea curenților secundari.

Cu toate că rapoartele transformatoarelor de curent se aleg în funcție de curenții nominali ai transformatorului de forță, în majoritatea cazurilor, curenții din circuitele secundare ale protecției diferențiale nu sunt egali, din cauza nepotrivirii dintre curenții nominali primari ai transformatorului de forță și ai transformatoarelor de curent standardizate și a modificării curentului secundar, de către conexiunile în triunghi ale transformatoarelor de curent. După cum s-a arătat, una dintre condițiile de funcționare a protecției diferențiale este însă egalitatea curenților secundari.

Când între curenții secundari rezultați în circuitele protecției diferențiale există o diferență mai mare de 5%, trebuie folosite mijloace auxiliare de egalizare. Se practică în acest scop două metode:

- compensarea pe cale electrică a diferenței curenților, prin autotransformatoare sau transformatoare intermediare numite transformatoare de egalizare;
- compensarea fluxurilor magnetice produse de curenții secundari, într-un transformator special.

În cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor cu trei înfășurări, calculul curenților secundari ai protecției diferențiale se efectuează în funcție de puterea nominală cea mai mare, chiar dacă puterea nominală a unei dintre acestea este mai mică decât a celorlalte, deoarece la scurtcircuit curenții primari se repartizează independent de puterile nominale ale fiecărei înfășurări.

Apariția curenților de dezechilibru la protecția diferențială a transformatoarelor, este provocată, în primul rând, de diferența dintre curenții de magnetizare ai transformatoarelor de curent care alimentează releele protecției. Pentru un transformator cu două înfășurări, această diferență este

$$i_{dez,t} = i_{1m} - i_{2m}$$

Spre deosebire de protecțiile diferențiale ale liniilor și generatoarelor, protecția diferențială a transformatoarelor, este influențată de o serie de alți factori, care au ca efect creșterea curentului de dezechilibru, și anume:

- existența curentului de magnetizare al transformatorului de forță, care determină în releu un curent $i_{dez,m}$;
- erorile de egalizare a curenților secundari, care determină un curent $i_{dez,e}$;
- existența reglajului raportului de transformare al transformatorului de forță, care modifică valorile curenților secundari, introducând în releu un curent de dezechilibru $i_{dez,r}$.

În acest fel, curentul de dezechilibru total este

$$i_{dez} = i_{dez,t} + i_{dez,m} + i_{dez,e} + i_{dez,r}$$

Desensibilizarea față de acești curenți a protecției diferențiale a transformatoarelor se obține prin mai multe căi:

- reglarea protecției la un curent $i_p > i_{dez}$;
- folosirea transformatoarelor cu saturație rapidă la care sunt conectate releele de protecție;
- utilizarea unor relee cu acțiune de frânare în cazul scurtcircuitelor exterioare.

Față de protecția de gaze, protecția diferențială prezintă avantajul că asigură deconectarea rapidă și selectivă a transformatorului atât în cazul defectelor interne, cât și în cazul scurtcircuitelor la borne sau pe circuitele de legătură cu întrerupătoarele.

5.2.3. Protecția de distanță.

Scurtcircuitele care au loc pe barele la care sunt racordate autotransformatoarele și care sunt alimentate de acestea sau pe liniile care pleacă de pe aceste bare și care nu au fost deconectate de protecțiile proprii, provoacă în autotransformatoare supracurenți care, în cazul când depășesc o anumită durată, funcție de valoarea curenților de scurtcircuit, devin periculoși pentru integritatea înfășurărilor.

Pentru eliminarea acestor defecte produse de cauze exterioare, toate autotransformatoarele trebuie prevăzute cu protecții de distanță. În afară de protecția împotriva scurtcircuitelor exterioare, protecțiile de distanță îndeplinesc și rolul de rezervă a protecțiilor împotriva defectelor interne.

Protecțiile de distanță folosite în protecția autotransformatoarelor nu diferă constructiv față de protecțiile de distanță folosite în cadrul protecției liniilor, dar reglajul efectuat protecțiilor de distanță de pe autotransformatoare diferă față de reglajul protecțiilor de distanță de pe linii și ține cont de caracteristicile electrice ale autotransformatoarelor și de faptul că autotransformatorul trebuie protejat atât scurtcircuitelor interne cât și defectelor exterioare. Astfel protecțiile de distanță ale autotransformatoarelor se pot folosi în mai multe moduri, în funcție de încadrarea și rolul lor în rețeaua din care fac parte:

- autotransformatorul face legătura între o rețea puternică de transport și o rețea de transport sau de distribuție regională cu surse foarte slabe. În acest caz se prevede o protecție de distanță numai pe partea alimentării principale;
- autotransformatorul face legătura între două rețele de transport comparabil ca putere și ca întindere. În acest caz, apare necesar să se prevadă relele de distanță pe ambele părți ale autotransformatorului;
- în ambele cazuri descrise se poate aplica o soluție mai economică prin utilizarea unui singur releu de distanță cu caracteristică bidirecțională, montat pe partea sursei mai puternice.

Deși ridică întrucâtva costul general al protecției, folosirea protecției de distanță la autotransformatoare prezintă mari avantaje datorită posibilității de corelare a parametrilor săi de funcționare cu parametrii celorlalte protecții de distanță din rețea.

5.2.4. Protecția maximală de curenți temporizată.

Pe lângă protecțiile de distanță la autotransformatoare se prevăd și protecții maximale de curenți temporizate. Această protecție va sesiza aceleași tipuri de defecte ca protecția de distanță și rolul ei este identic cu al acesteia. Din aceste considerente protecția maximală de curenți temporizată este o rezervă locală a protecției de distanță. În general protecția comandă declanșarea tuturor întrerupătoarelor autotransformatorului, iar transformatoarele de curenți pentru protecția maximală se leagă totdeauna în stea.

Protecțiile maximale de curenți temporizate ale autotransformatoarelor pot fi de mai multe feluri[88]:

- maximală de curenți temporizată;
- maximală de curenți temporizată direcționată;
- maximală de curenți temporizată cu blocaj de tensiune minimă;
- maximală de curenți temporizată direcționată cu blocaj de tensiune minimă;
- maximală de curenți homopolar temporizată;
- maximală de curenți homopolar temporizată direcționată.

Cele mai sensibile protecții maximale sunt cele temporizate și direcționate, cu observația că protecția de curenți temporizată direcționată va sesiza și defecte fără pământ.

5.2.5. Protecția contra suprasarcinilor.

În diverse regimuri de funcționare în care anumite elemente de rețea devin indisponibile prin autotransformator pot apărea curenți care să depășească valorile nominale ale curenților. Capacitatea de supraîncărcare a autotransformatoarelor ca durată și mărime este precizată în normele interne sau în cataloagele de fabricație, fiind în funcție de materialul din care sunt confecționate înfășurările, sistemul de răcire și sarcina anterioară.

Această protecție se realizează practic ca o protecție maximală de curent temporizată dar care va controla curentul pe o singură fază având în vedere că suprasarcina este un regim simetric, va avea o valoare de reglaj puțin mai mare ca valoarea nominală a curentului și o temporizare destul de mare pentru a evita funcționarea acesteia la depășiri de sarcină de scurtă durată. Pentru a evita declanșările în lanț și pentru că regimul de suprasarcină este permis pe durate relativ scurte de timp această protecție nu va determina declanșarea întrerupătoarelor ci va determina o semnalizare

5.2.6. Protecțiile tehnologice.

Autotransformatorul fiind un echipament complex prin care apar circulații de curenți foarte mari care determină încălzirea înfășurărilor și a uleiului din autotransformator acesta a fost prevăzut cu instalații de circulare și răcire a uleiului. Având în vedere că apariția scurgerilor de ulei a defecțiunilor la sistemele de circulație forțată și a defecțiunilor la instalațiile de ventilație pot provoca în timp defecțiuni iremediabile pentru autotransformator producători de echipamente livrează autotransformatoarele cu protecții specifice.

De asemenea autotransformatoarele având dimensiuni considerabile au în cuvele lor cantități foarte mari de ulei. Acest ulei în anumite condiții poate să se aprindă și să ardă provocând distrugerea autotransformatorului.

În acest sens autotransformatoarele se prevăd cu [89]:

- protecții împotriva supratemperaturilor;
- împotriva incendiilor la autotransformatoare;
- împotriva scăderii nivelului de ulei.

Pentru toate aceste protecții se folosesc traductoare specifice care pun la dispoziția personalului informațiile culese on-line și semnalizează anumite praguri periculoase. La anumite valori predefinite aceste traductoare determină chiar și declanșarea autotransformatoarelor. Dacă sun sesizate începuturi de incendiu atunci întrerupătoarele autotransformatoarelor vor fi declanșate.

5.3. Studiu de caz: alegerea protecției autotransformatorului din stația 220/110 kV Timișoara.

În cele ce urmează vom trece la alegerea și reglarea (parametrizarea) protecțiilor pentru un autotransformator cu trei înfășurări la care înfășurarea terțiară este utilizată pentru alimentarea serviciilor interne ale stației. Pentru aceasta s-a ales stația 220/110 kV Timișoara deoarece în această stație înfășurarea terțiară este utilizată pentru legarea compensatorului sincron la rețea.

Având în vedere că din punct de vedere al protecțiilor regimul cu compensator nu crează probleme majore în cele ce urmează vom considera că pe terțiar se află doar serviciile proprii ale stației. În acest fel se vor vedea care sunt strict problemele ridicate din punct de vedere al protecțiilor în condițiile în care s-ar trece la alimentarea serviciilor interne din terțiar AT.

În continuare vom prezenta punctual pași care trebuie parcurși pentru rezolvarea studiului de caz.

5.3.1. Alegerea variantei de echipare.

În evoluția echipamentelor de protecție se disting trei etape majore:

- convențională,
- modernă,
- inteligentă.

Sistemele de protecție sunt în strânsă legătură cu celelalte sisteme de circuite secundare (măsură, comandă, control și semnalizare) formând sistemele de circuite secundare.

Sistemele de circuite secundare ale stațiilor au în componență următoarele:

- sisteme de măsură cu aparate electrice de tablou pentru măsurarea parametrilor electrici (curent, tensiune, putere activă și reactivă) și contoare de energie electrică activă și reactivă împreună cu circuitele aferente.

- sisteme de protecție prin relee și automatizări care sunt formate din unul sau mai multe echipamente de protecție și alte aparate destinate să îndeplinească una sau mai multe funcții de protecție.

- sisteme de comandă formate din ansamblul de dispozitive și alte aparate necesare pentru îndeplinirea funcțiilor specifice de închidere, deschidere, comutare.

- sisteme de control (supraveghere) formate din ansamblul de dispozitive și aparate necesare pentru îndeplinirea funcțiilor specifice de semnalizare (alarmă), indicare de stare și înregistrare.

a) Sisteme de protecție în etapa convențională.

În această etapă aceste sisteme au fost concepute cu echipamente electromecanice distincte pentru fiecare funcțiune. Numărul echipamentelor aferente unei celule este foarte mare, fiecare element având un rol unic bine definit în cadrul sistemului de circuite secundare, iar pentru realizarea diverselor funcții complexe sunt realizate legături între aceste echipamente. Dacă o condiționare este necesară în mai multe scheme de protecție atunci se realizează o multiplicare fizică a elementului care dă acea condiționare. În acest fel rezultată scheme de protecție complexe cu un număr foarte mare de elemente.

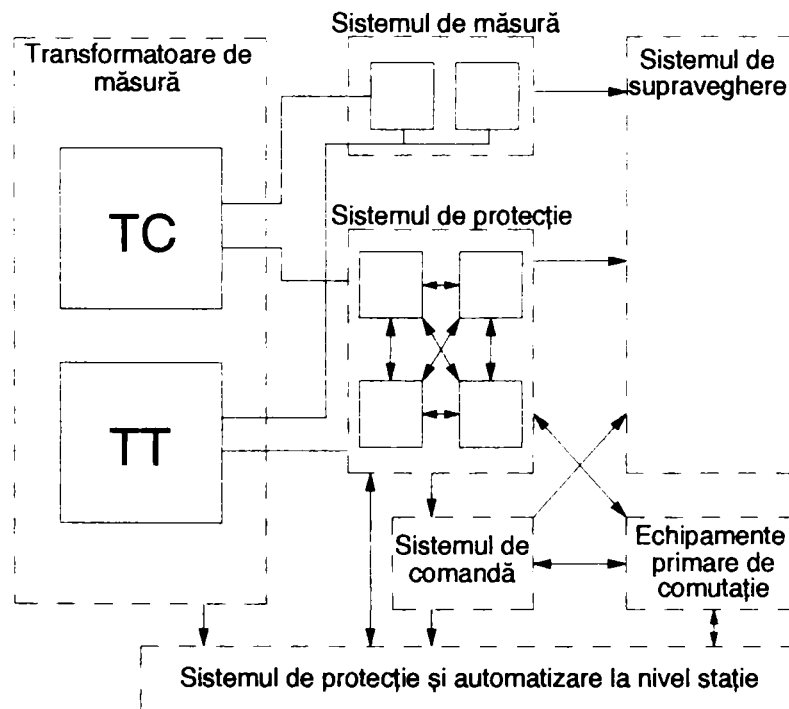


Fig 5.2. Schema bloc a unui sistem de circuite secundare în etapa convențională.

Pentru sistemele de protecție au rezultat astfel scheme complexe cu un număr foarte mare de relee (distanță , maximale de curent , minimale și maximale de tensiune , direcționale , diferențiale , timp , RAR ,intermediare , semnalizare , etc). Cu creșterea nivelului de tensiune a crescut și complexitatea schemelor de protecție și automatizare și de asemenea s-a impus să existe rezervare la nivel de celulă și să existe automatizării și instalații de înregistrare la nivel de stație.

Schema bloc a unui sistem de circuite secundare în această etapă este redată în figura 5.2.

b) Sisteme de protecție în etapa modernă [93],[101],[102].

În această etapă în realizarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor au survenit importante modificări față de etapa convențională.

În această etapă contorizarea este realizată printr-un contor electronic la nivel celulă care măsoară energia activă și reactivă în ambele sensuri și un sistem de contorizare central la nivel de stație care arhivează toate datele (energii orare și liste de evenimente) transmise de contoare. În lista de evenimente sunt trecute toate intervențiile asupra contoarelor , evenimente înregistrate cu ocazia transmisiilor de date între contor și sistemul central , căderi și reparații ale tensiunii și nesimetrii pentru sistemul de curenții și tensiunii cu care este alimentat contorul.

În această etapă în cadrul sistemelor de protecție au apărut echipamentele numerice. Aceste echipamente sunt echipate cu microprocesoare puternice. Acestea oferă posibilitatea procesării complet digitale a tuturor funcțiilor începând de la achiziția datelor referitoare la mărimile măsurate până la semnalele de declanșare la întrerupătoare. În aceste condiții fiecare echipament a devenit un calculator de proces care are o anumită structură hardware și căruia i-au fost necesare implementări software.

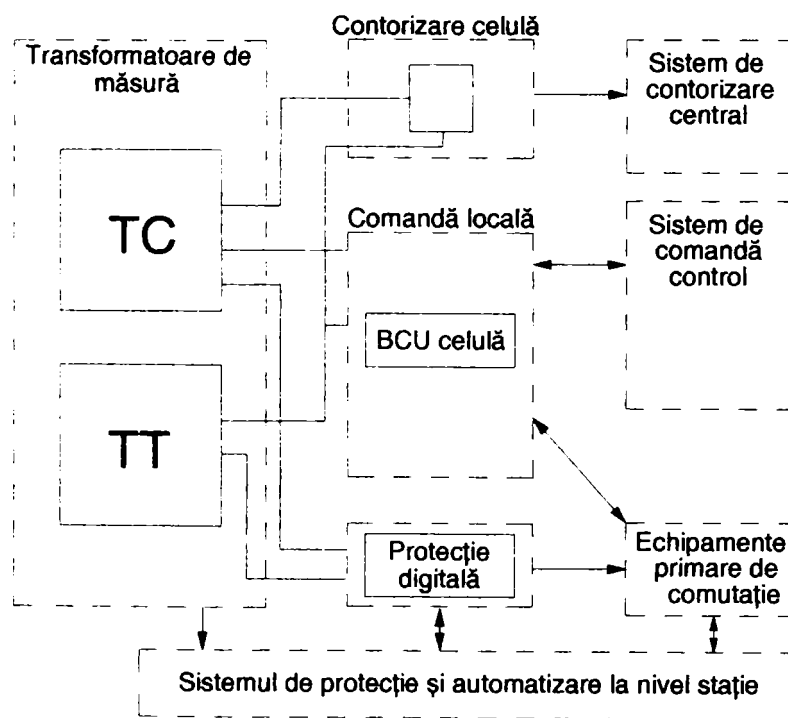


Fig 5.3. Schema bloc a unui sistem de circuite secundare în etapa modernă.

Comanda locală se realizează prin echipamente digitale montate la nivel de celulă denumite BCU prin care se realizează următoarele funcții:

- achiziția, procesarea, vizualizarea locală (pe display) și transmisia către UC (unitatea centrală) a mărimilor electrice;
- achiziția, vizualizarea locală (pe display respectiv prin intermediul ledurilor) și transmisia către UC a poziției echipamentelor primare;

- achiziția, vizualizarea locală (prin intermediul ledurilor) și transmisia către UC a unui set de informații primite sub formă binară;
- transmiterea către echipamentele primare a comenzilor de comutare inițiate local sau de la distanță;
- realizează funcția de sincronism la închiderea întrerupătorului;
- realizează funcția de interblocaj la nivel de celulă dacă comanda de comutare este inițiată local.

Toate datele de la aceste echipamente sunt transmise sistemului central. Suplimentar toate protecțiile digitale transmit via BCU toate evenimentele sistemului central de comandă control.

c) Sisteme de protecție în etapa inteligentă [93],[94],[95].

Odată cu creșterea capacităților de calcul ale procesoarelor se va putea trece la echiparea celulelor din cadrul stațiilor de transformare cu unități de celulă inteligente care vor cumula funcții de măsură, comandă control și protecție. Astfel aceste unități vor putea să ofere informații despre parametri electrici (tensiune, curent, putere activă și reactivă, etc.); despre cantitatea de energie electrică vehiculată cu rol în calculul balanțelor energetice pe barele stațiilor și de asemenea vor prelua toate funcțiile de comandă control și protecție existente în cadrul unităților BCU și respectiv al protecțiilor numerice. De asemenea în cadrul acestor unități se vor putea defini scheme logice tip automate programabile definite de utilizator prin intermediul cărora se vor putea lua o serie de decizii care pînă în acest moment se luau de către personalul de deservire operativă.

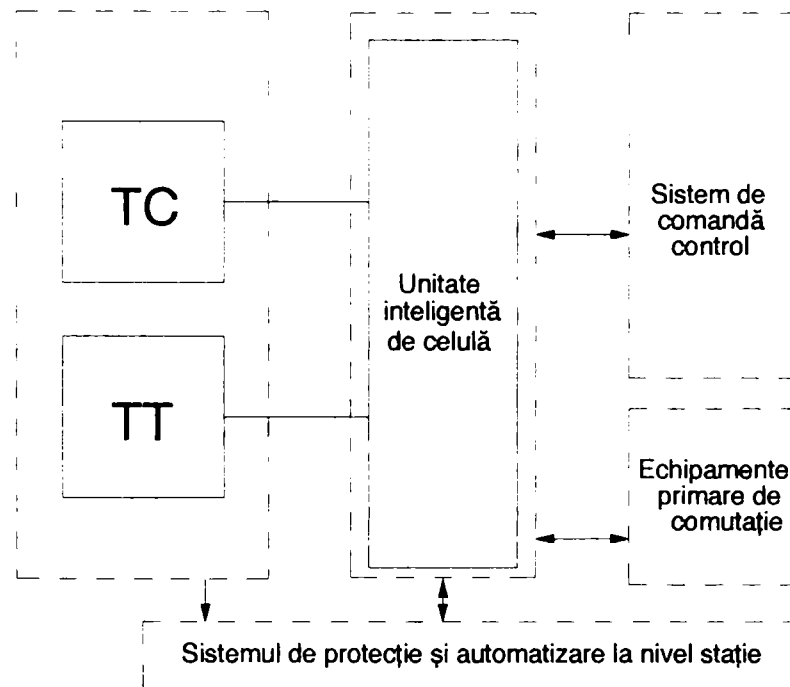


Fig 5.3. Schema bloc a unui sistem de circuite secundare în etapa inteligentă.

Având în vedere avantajele echipării din etapa modernă și ținând cont de faptul că etapa inteligentă se deosebește radical de etapa modernă numai din punct de vedere al sistemului de comandă control și al managementului de date vom alege ca variantă de discuție în cele ce urmează varianta de echipare din etapa modernă.

În consecință vom echipa celula autotransformatorului cu protecții digitale.

5.3.2. Alegerea modului de echipare[96].

Având în vedere că autotransformatorul este un echipament foarte scump la alegerea numărului și funcțiilor de protecții se va merge pe redundanță mărită. În acest sens ne va ajuta și faptul că prin echiparea cu protecții numerice terminalele de protecție pot fi reduse dar numărul funcțiilor utilizate să crească.

Instalația de protecție va fi formată din două grupe de protecție selective și capabile să detecteze toate tipurile de defecte și să inițieze comenzile de declanșare a întrerupătoarelor într-un timp foarte scurt.

Cele două protecții de bază din cele două grupe de protecție vor fi realizate pe principii constructive diferite.

Fiecare grupă de protecții va fi separată din punct de vedere al circuitelor de alimentare în c.c., prin alimentarea acestora de la siguranțe separate și din punct de vedere al circuitelor de curent și tensiune, prin alimentarea de la secundare diferite ale transformatoarelor de curent și tensiune.

De asemenea, protecțiile montate pe partea de 110 kV au alimentare separată în c.c. din panoul 110 kV.

Deoarece se va merge pe o soluție descentralizată protecțiile vor fi montate în trei dulapuri de protecții. Astfel:

- în dulapul 1 – protecția de gaze , protecțiile tehnologice și protecția diferențială tip 7UT513 (grupa 1),
- în dulapul 2 protecția diferențială tip P633 (grupa 2) și protecția de distanță de pe partea de 220 kV - tip 7SA522.
- în dulapul 3 protecția de distanță de pe partea de 110 kV -tip 7SA522 și protecția maximală de pe parte de 10 kV – tip 7SJ512

5.3.3. Parametrizarea releelor numerice.

a) Terminalul de protecție 7UT513[98].

Aceasta este o protecție rapidă și selectivă împotriva scurtcircuitelor interne și la bornele autotransformatorului și conține o protecție de rezervă pentru supracurent temporizată care poate fi utilizată ca protecție de rezervă și alocată oricărei înfășurări. Două informații pentru urmărirea pierderilor prin supraîncălzire inițiate de curent sunt disponibile și pot fi alocate oricărei înfășurări.

Semnalele externe, de exemplu de la releul de protecție Bucholz, pot fi incluse în procesul de semnalizare al dispozitivului.

Caracteristicile acestui releu sunt următoarele:

- sistem cu microprocesor pe 16 biți;
- procesarea și controlul valorii măsurate complet digital la achiziția de date și digitizarea valorilor măsurate pentru decizia de declanșare la întrerupătoare;
- separare galvanică completă și sigură a circuitelor interne față de circuitele de măsură, control și de alimentare a sistemului, cu transformatoare de măsură de intrare ecranate, module de intrare și ieșire binare și convertor;
- insensibil la erorile de transformare, fenomenele tranzitorii și interferențe;
- se pot comanda ca opționale, funcții suplimentare mai cuprinzătoare;
- calcularea continuă a indicatorilor și valorilor operaționale măsurate și afișarea lor pe ecran;
- setare și operare simplă prin utilizarea panoului integrat de operare sau prin conectarea unui calculator personal pe care să ruleze un program cu meniuri;

- stocarea datelor de avarie, stocarea valorilor instantanee în timpul avariei pentru înregistrarea avariei;
- este posibilă comunicarea cu dispozitivele centrale de control și înregistrare printr-o interfață serială, opțional cu izolație de 2kV sau pentru conectare cu fibre optice;
- supravegherea continuă a părții hardware și software a releului.

Parametrizarea releului constă în alegerea unor opțiuni predefinite în releu sau a unor valori de reglaj dintr-un interval impus de releu. Valorile care se setează trebuie să aibă la bază datele sistemului, datele nominale ale autotransformatorului și valori ale curenților de scurtcircuit în regim maxim și minim.

În continuare vom trece în revistă principalele opțiuni de parametrizare și valorile pe care le vom seta în releu:

- setarea pentru funcționarea integrată(blocul de adresă 71). În acest bloc se pot alege limba, formatul datei, mesajele de panoul frontal în funcționare normală și după un defect primar;
- setarea interfeței seriale(blocul de adresă 72). În acest bloc se pot alege numărul de identificare al protecției în stație, formatul datelor pentru operarea cu un PC, parametri de comunicație cu un PC;
- setarea pentru înregistrarea avariilor(blocul de adresă 74). În acest bloc se pot alege datele privind modul de înregistrare al avariilor din punct de vedere al: referinței de detecție, al referinței de memorare, timp maxim înregistrare, timp pre-avarie, timp post avarie, timpi de memorare când înregistrarea de avarie este inițiată via intrare binară sau tastatură frontală;
- setarea domeniilor funcțiilor(blocul de adresă 78). Aici pot fi programate funcțiile de protecție și adiționale să fie sau nu funcționale. Pentru unele funcții este de asemenea posibil să se selecteze între mai multe posibilități. Pentru cazul nostru se vor efectua setările din tabelul 5.1

Tabelul 5.1 Alocarea parametrilor de reglaj pentru domeniul funcțiilor

Adresa	Parametru configurat	Opțiunea aleasă
7801	Selecția obiectului protejat	3 înfășurări
7816	Protecție diferențială	Da
7819	Protecție pentru punere la pământ	Nu
7821	Protecție maximală de curent	Referință înfășurarea 1
7824	Suprasarcină termică 1	Referință înfășurarea 1
7825	Suprasarcină termică 2	Referință înfășurarea 2
7830	Declanșare exterioară 1	Nu
7831	Declanșare exterioară 2	Da
7885	Modificarea setului de reglaj	Nu
7899	Frecvența sistemului	50 Hz

- setarea intrărilor binare(blocul de adresă 61). Sunt disponibile 5 intrări binare și aici se pot alege pentru fiecare funcție modul în care va deveni operațională și funcția internă care va fi activată la îndeplinirea condiției setate;
- setarea releelor de semnalizare de ieșire(blocul de adresă 62). Sunt disponibile 11 rele de ieșire de semnalizare. Fiecărui releu i se pot asocia mai multe funcții de semnalizare dintr-o listă predefinită în releu;
- setarea indicațiilor LED(blocul de adresă 63). Sunt disponibile 14 LED-uri de semnalizare pe panoul frontal al releului și fiecăruia i se poate asocia una sau mai multe dintre funcțiile interne ale releului;

- setarea releelor de declanșare (blocul de adresă 64). Sunt disponibile 5 rele de declanșare și pentru fiecare se pot alocă una sau mai multe funcții de comandă predefinite;
- setarea datelor autotransformatorului (blocul de adresă 11). În acest bloc sunt cerute datele nominale ale autotransformatorului cât și cele ale transformatoarelor de curent, precum și modul de coectare ale acestora. Protecția calculează automat din datele nominale ale autotransformatorului protejat curentul potrivit formulei necesare spre a se potrivi cu grupa de conexiuni și diferenții curenți nominali ai înfășurărilor. Așadar, nu este necesară o conectică pentru potrivirea grupei de conexiuni și în mod normal nu sunt necesare calcule manuale pentru convertirea curenților nominali. Pentru cazul de față se vor efectua setările din tabelul 5.2

Tabelul 5.2 Alocarea parametrilor de reglaj pentru datele autotransformatorului.

Adresa	Parametru configurat	Opțiunea aleasă
1102	Tensiunea nominală a înfășurării 1	231 kV
1103	Puterea aparentă nominală a înfășurării 1	200 MVA
1104	Curentul nominal primar al TC înfășurarea 1	600 A
1105	Formarea punctului de stea a TC înfășurarea 1	Către autotransformator
1106	Prelucrarea curentului de secvență zero al înf. 1	Este eliminat
1107	Curentul nominal al punctului de stea a TC înf. 1	600 A
1108	Punera la pământ a punctului de stea a TC înf. 1	Către autotransformator
1121	Grupa de conexiuni a înfășurării 2	0
1122	Tensiunea nominală a înfășurării 2	121 kV
1123	Puterea aparentă nominală a înfășurării 2	200 MVA
1124	Curentul nominal primar al TC înfășurarea 2	1200 A
1125	Formarea punctului de stea a TC înfășurarea 2	Către autotransformator
1126	Prelucrarea curentului de secvență zero al înf. 2	Este eliminat
1127	Curentul nominal al punctului de stea a TC înf. 2	1200 A
1128	Punera la pământ a punctului de stea a TC înf. 2	Către autotransformator
1141	Grupa de conexiuni a înfășurării 3	1
1142	Tensiunea nominală a înfășurării 3	10.5 kV
1143	Puterea aparentă nominală a înfășurării 3	60 MVA
1144	Curentul nominal primar al TC înfășurarea 3	600 A
1145	Formarea punctului de stea a TC înfășurarea 3	Către autotransformator
1146	Prelucrarea curentului de secvență zero al înf. 3	Este eliminat
1147	Curentul nominal al punctului de stea a TC înf. 3	600 A
1148	Punera la pământ a punctului de stea a TC înf. 3	Către autotransformator

- setările pentru funcția de protecție diferențială a autotransformatorului (blocul de adresă 16). Pentru o înțelegere ușoară a parametrilor configurabili la protecția diferențială în cele ce urmează o să facem o descriere sumară a celor mai importanți parametri.

- $I_{dif} >$ (adresa 1603) este valoarea de acționare a curentului diferențial. Acesta este curentul total de defect, indiferent de modul în care acesta este împărțit între înfășurările protejate. Valoarea de acționare este raportată la curentul nominal al autotransformatorului, corespunzând la puterea nominală;
- $I_{dif} \gg$ (adresa 1604) este pragul înalt de acționare. Dacă acest prag este depășit atunci declanșarea este inițiată indiferent de mărimea curentului de stabilitate;
- panta 1 (adresa 1606) are ca punct de plecare originea sistemului de coordonate. Aceasta acoperă erorile proporționale de curent (erori ale transformatoarelor de curent și erori de reglare a autotransformatorului);
- panta 2 (adresa 1608) are ca punct de plecare un punct situat pe ordonată. Aceasta asigură o mai mare stabilitate în domeniul curenților mari care poate duce la saturația transformatoarelor de curent;
- valoarea de plecare pentru panta 2 (adresa 1607). Acest parametru asigură stabilitatea releului pe durata saturării transformatorilor de curent;
- adaos de stabilitate (adresa 1618) pentru cazurile în care avem de a face cu scurcircuitate exterioare trifazate care produc o saturație severă.

În figura 5.4. este arătată forma caracteristicii de declanșare și parametri relevanți iar în tabelul 5.3 alocarea parametrilor de reglaj pentru funcția protecției diferențiale.

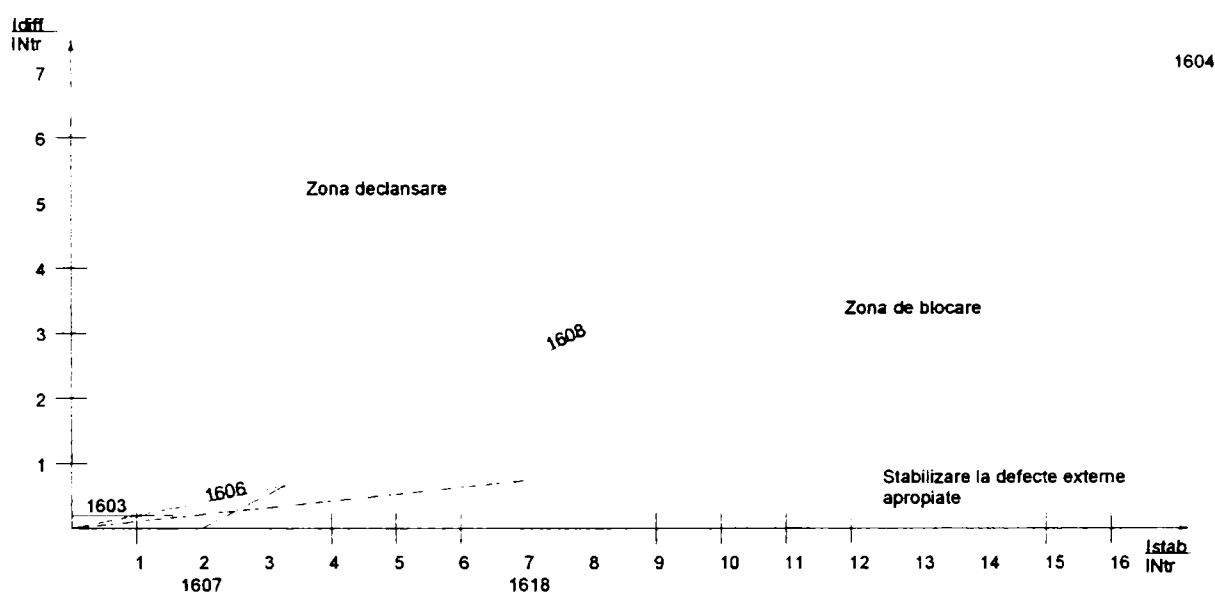


Fig.5.4. Forma caracteristicii de declanșare și parametri relevanți pentru terminalul 7 UT 513.

Tabelul 5.3 Alocarea parametrilor de reglaj pentru protecția diferențială.

Adresa	Parametru configurat	Opțiunea aleasă
1601	Starea protecției diferențiale	În funcție
1603	Valoarea de acționare a curentului diferențial	0.2 I/InTr
1604	Valoarea înaltă a curentului diferențial	7.0 I/InTr
1606	Panta 1 a caracteristici de declanșare	0.2
1607	Punctul bazei pantei 2 a caracteristici de declanșare	2.0 I/InTr
1608	Panta 2 a caracteristici de declanșare	0.5
1610	Stabilizare la impuls cu armonica a doua	Da
1611	Conținutul de armonicii a doua în curentul diferențial	10%
1612	Durata funcționării blocajului cu armonica a doua	0*1P

1613	Stabilizare cu armonică superioară	Nu
1618	Valoarea de stabilitate suplimentară	7.0 I/InTr
1625	Timp de declanșare pentru $I_{dif} >$	0 s
1626	Timp de declanșare pentru $I_{dif} >>$	0 s
1627	Timp de resetare la dispariția semnalului de decl.	0.1 s

- setările pentru funcția de protecție maximală de curent temporizată a autotransformatorului (blocul de adresă 21). Această protecție funcționează independent de protecția diferențială. Pentru cazul de față se vor efectua setările din tabelul 5.4

Tabelul 5.4 Alocarea parametrilor de reglaj pentru protecție maximală de curent temporizată.

Adresa	Parametru configurat	Opțiunea aleasă
2101	Starea protecției maxime	În funcție
2103	Valoarea de acționare a curentului aferent treptei 1	2.08 I/In
2104	Timp declanșare treapta 1	2.4 s
2111	Caracteristica pentru treapta a doua	Timp definit
2112	Valoarea de acționare a curentului aferent treptei 2	2.08 I/In
2113	Timp declanșare treapta a doua	2.4 s
2118	Timp de resetare la dispariția semnalului de decl.	0.1 s

- setările pentru funcția de suprasarcină termică (blocurile de adresă 24 și 25). Releul include două funcții de protecție termică la suprasarcină, care pot fi asociate la orice parte a autotransformatorului. Pentru această protecție se definește factorul $k = I_{max} / I_{Nautotrafo}$. Setările necesare sunt redate în tabelul 5.5.

Tabelul 5.5 Alocarea parametrilor de reglaj pentru protecția de suprasarcină termică.

Adresa	Parametru configurat	Opțiunea aleasă
2401	Setarea protecției suprasarcină termică 1	În funcție
2402	Valoarea factorului k	1.1
2403	Constanta de timp τ	60 min
2404	Temperatura de avertizare (% din temp. de decl.)	95%
2405	Curentul de avertizare	1 I/In
2406	Mod de calcul pentru prag termic	TETA MAX
2501	Setarea protecției suprasarcină termică 2	În funcție
2502	Valoarea factorului k	1.1
2503	Constanta de timp τ	60 min
2504	Temperatura de avertizare (% din temp. de decl.)	95%
2505	Curentul de avertizare	1 I/In
2506	Mod de calcul pentru prag termic	TETA MAX

b) Terminalul de protecție P633[100].

Această protecție se montează pentru a asigura o redundanță de 100 % pentru protecția împotriva defectelor interne și la borne. Principalele funcții ale releului sunt:

- protecție diferențială trifazată;
- adaptarea amplitudinii și grupei de conexiuni;
- filtrarea curentului de secvență homopolară, poate fi dezactivată;
- caracteristică de funcționare cu trei pante;
- limitarea șocului de curent de magnetizare cu armonica a doua;
- protecție maximală de curent temporizată în trei trepte;
- protecție de suprasarcină termică.

După cum se observă funcțiile protecției sunt foarte apropiate de cele ale protecției diferențiale 7UT 513. Din aceste considerente nu vom mai insista pe prezentarea parametrizării acestui releu. Reglajul acestui releu va fi realizat în oglindă cu cele ale releului 7UT 513 și sunt redate în Anexa 4. În figura 5.5. este arătată forma caracteristicii de declanșare și parametri relevanți.

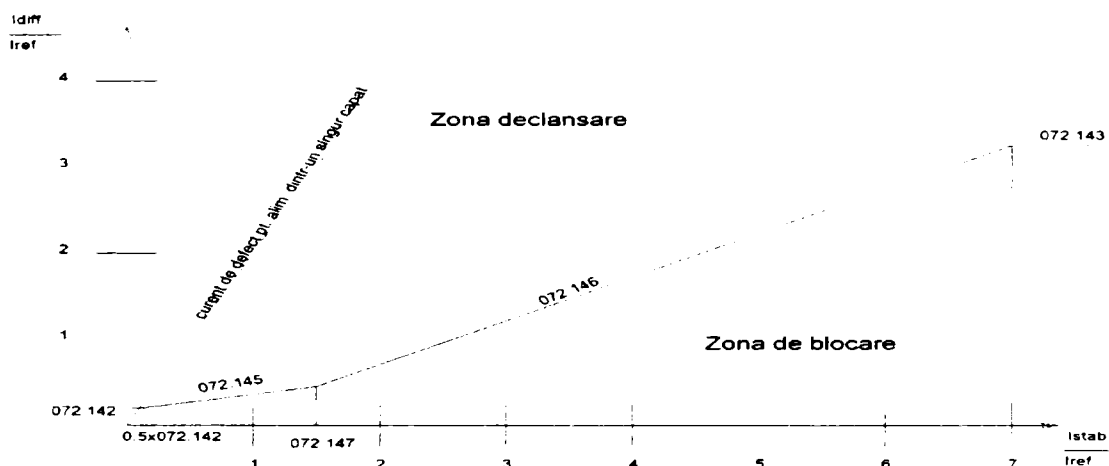


Fig.5.5. Forma caracteristicii de declanșare și parametri relevanți pentru terminalul P633.

c) Terminalele de protecție 7SA 522[97].

Releul trebuie să asigure deconectarea întrerupătoarelor autotransformatorului în cazul defectelor exterioare neeliminate de protecțiile celorlalte elemente. Releul va asigura deconectarea temporizată și în cazul defectelor interne și neeliminate de protecțiile de bază (în practică foarte puțin probabil).

Caracteristicile principale ale acestui releu sunt următoarele:

- sistem multiprocesor cu microprocesoare puternice;
- administrare, control și procesare logică prin sisteme cu microprocesor separate;
- procesare numerică completă a valorilor măsurate și controlul din achiziția de date respectiv digitalizarea valorilor măsurate până la declanșare și decizia de închidere pentru întreruptor;
- separare galvanică completă și sigură a circuitelor interne de măsurare, control și alimentare a sistemului, cu traductoare pentru intrări analogice ecranate, intrări binare și module de ieșire și convertoare cc/cc;
- caracteristică de acționare poligonală cu setarea independentă a zonei de acționare pe axa X (zona de distanță) și pe axa R (toleranța în rezistență) cu reglarea separată a lui R pentru defecte monofazate;
- determinări direcționale utilizând polarizarea fazei sănătoase și memorarea tensiunii, rezultând o sensibilitate direcțională nelimitată;

- compensarea influenței curentului de sarcină în cazul alimentării de la două capete a scurtcircuitelor rezistive;
- diferite metode de măsurare cu algoritmi adaptivi în funcție de tipul de defect și valorile măsurate;
- monitorizarea continuă a valorilor măsurate, a hardware-ului și software-ului releului.

Parametrizările acestor relee sunt redată detaliat în Anexa 4 iar caracteristicile obținute sunt redată în figurile 5.6. și 5.7.

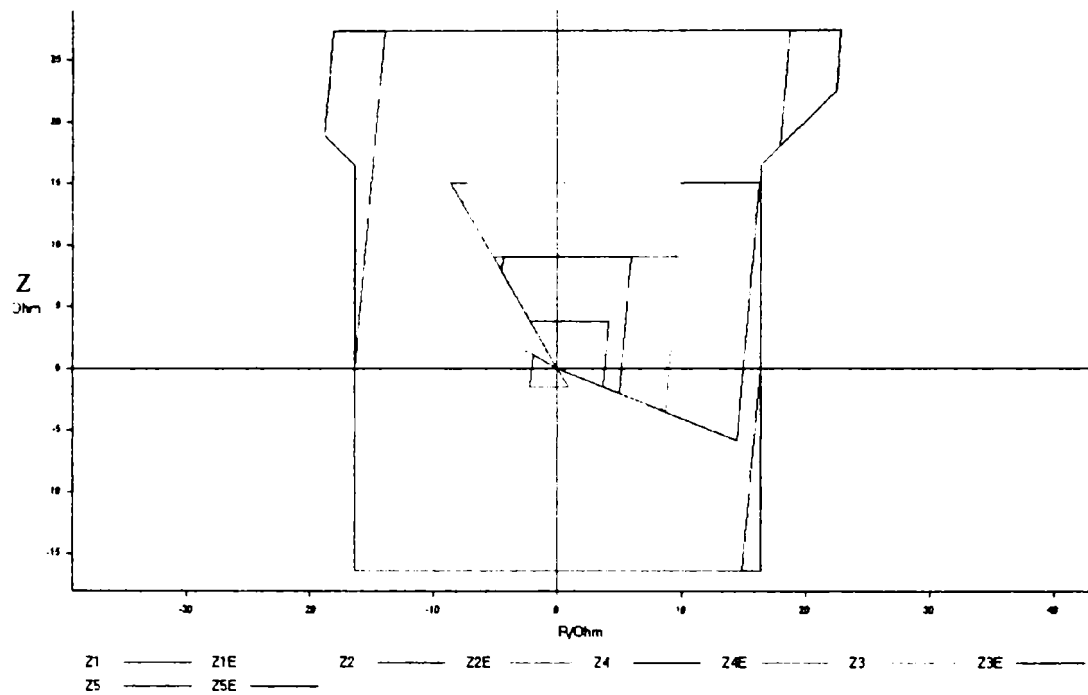


Fig. 5.6. Caracteristica protecției de distanță din terminalul 7SA 522 montat la 220 kV.

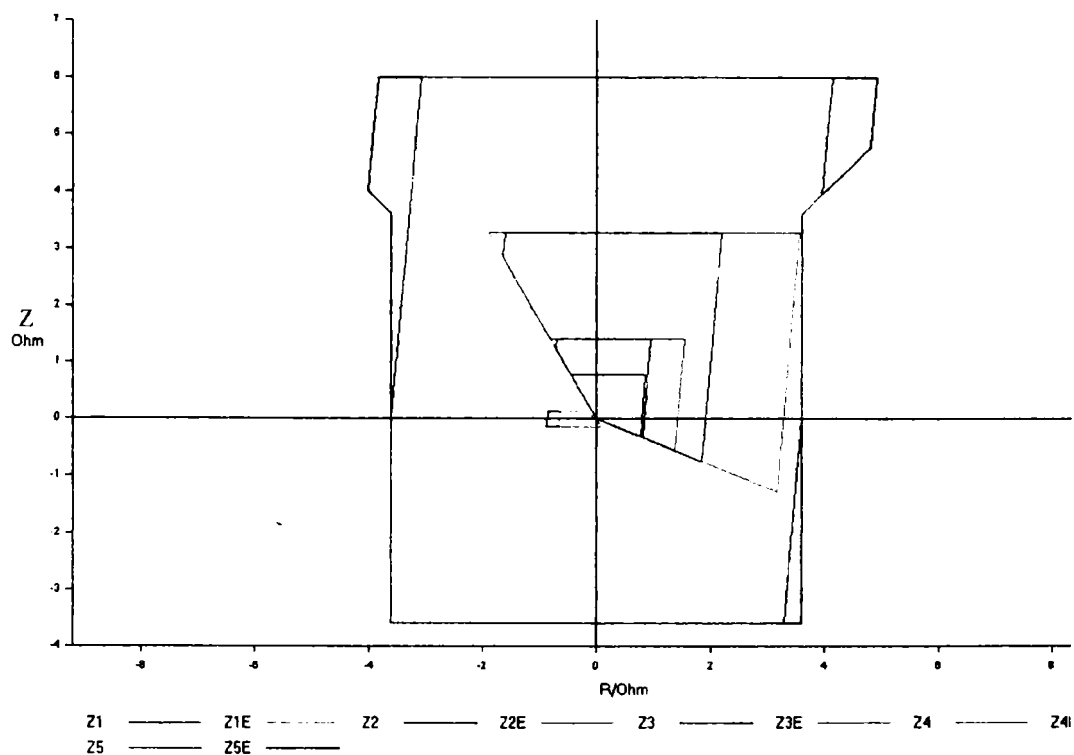


Fig. 5.7. Caracteristica protecției de distanță din terminalul 7SA 522 montat la 110 kV.

d) Terminalul de protecție 7SJ 512[99].

Releul trebuie să asigure deconectarea întrerupătoarelor autotransformatorului în cazul defectelor monofazate sau polifazate produse pe partea de medie tensiune a AT, în aval față de bobina de limitare a curentului de scurtcircuit.

Caracteristicile principale ale acestui releu sunt următoarele:

- sistem de protecție numeric bazat pe un microprocesor pe 16 biți;
- procesare numerică completă a valorilor măsurate și controlul din achiziția de date respectiv digitalizarea valorilor măsurate până la declanșare;
- separare galvanică completă și sigură a circuitelor interne de măsurare, control și alimentare a sistemului, cu traductoare pentru intrări analogice ecranate, intrări binare și module de ieșire și convertoare cc/cc;
- insensibilizare față de componentele de curent continuu al curentului de defect, respectiv față de curenții de magnetizare și față de componentele tranzitorii ale curentului de defect;
- conține funcții de protecție maximală de curent de fază, homopolar și funcții de imagine termică
- monitorizarea continuă a valorilor măsurate, a hardware-ului și software-ului releului.

În tabelul 5.8 se vor prezenta parametrizările strict legate de funcțiile de bază ale protecției.

Tabelul 5.7 Principalii parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7SJ 512.

Adresa	Parametru configurat	Reglaj
1101	Formarea punctului de stea a TC	Către barele de medie tens.
1103	Tensiunea nominală	10 kV
1105	Curent nominal	600 A
1109	Secundar TT triunghi deschis	Nefolosit
7812	Caracteristica maximei de curent de fază	Dependentă de timp
7827	Protecție imagine termică	În funcție
7830	Protecție maximală homopolară	Inactivă
7834	Funcție RAR internă	Inactivă
7842	Element direcțional pentru maximală de curent	În funcție
1201	Starea funcției de maximală de curent de fază	În funcție
1202	Valoare de acționare treapta 1	1000 A
1203	Temporizare treapta 1	0 sec
1212	Valoare de acționare treapta 2	600 A
1213	Temporizare treapta 2	1 sec
1222	Direcție maximală de curent de fază	În față
1501	Starea funcției de maximală de curent homopolar	Inactivă
2701	Starea funcției de imagine termică	În funcție
2702	Factor K al funcției de imagine termică (suprasarcină)	1.1
2703	Temporizarea funcției de imagine termică	60 min.
2704	Treaptă avertizare imagine termică	95%
2705	Limită curent pentru avertizare	0.1xIn

Având în vedere cele de mai sus se poate efectua schema bloc de echipare a autotransformatorului (fig 5.8.).

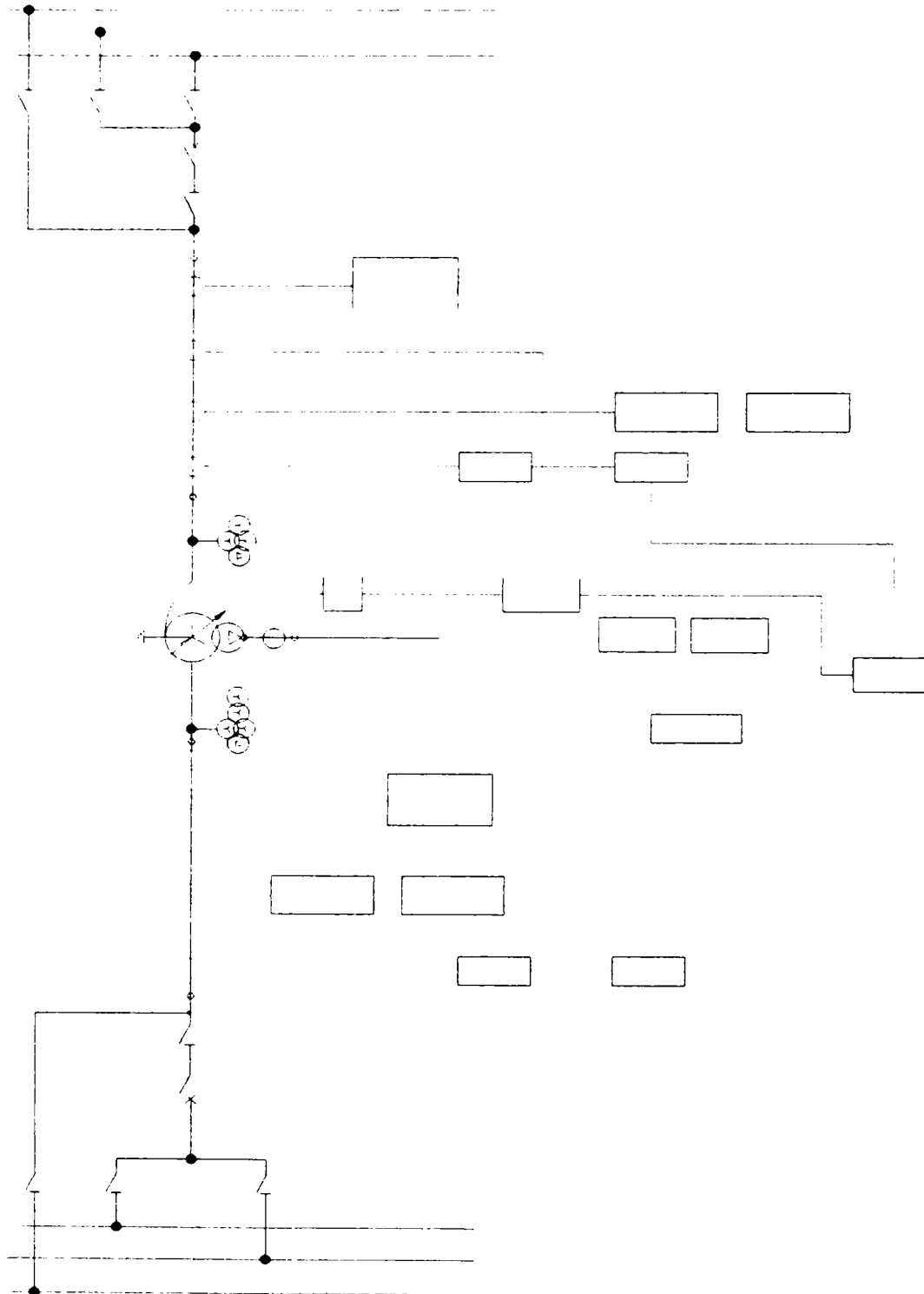


Fig. 5.8. Schema bloc de echipare cu protecții a autotransformatorului

În această schemă s-au utilizat codurile ANSI pentru protecții:

- 87B.1 - protecție diferențială de bare 220 kV;
- 87B.2 - protecție diferențială de bare 110 kV;
- 50BF.1 - protecție împotriva refuzului de întrerupător 220 kV;
- 50BF.2 - protecție împotriva refuzului de întrerupător 110 kV;
- 87T.1 - protecție diferențială 1;
- 87T.2 - protecție diferențială 2;

- 21.1 - protecție de distanță 220 kV;
- 21.2 - protecție de distanță 110 kV;
- 63.1 - protecție de gaze a cuvei principale;
- 63.2 - protecție de gaze a comutatorului de ploturi;
- 51- protecție maximală de curent;
- OSC – osciloperturbograf

5.4. Concluzii.

În cadrul acestui capitol s-a tratat problema protecției autotransformatorului având în vedere importanța acestui echipament în cadrul RET.

S-a arătat astfel importanța instalațiilor de protecție din RET evidențindu-se rolul principal al automatizărilor și protecției prin relee precum și condițiile generale pe care trebuie să le îndeplinească acestea și defectele posibile din cadrul RET.

În continuare s-au descris principalele sisteme de protecție și automatizare folosite pentru protejarea autotransformatoarelor, arătând la fiecare dintre ele modul de realizare, principalele defecte pe care le sesizează. De asemenea s-a evidențiat rolul protecției din punct de vedere al autotransformatorului și particularitățile acestor protecții la autotransformatoare.

S-a tratat de fiecare dată când a fost nevoie modul în care se realizează protecția sau modul în care protecția acționează în cazul în care terțiarul autotransformatorului este utilizat pentru alimentarea serviciilor proprii ale stației.

Pentru a vedea concret modul în care se realizează protecțiile pentru autotransformator s-a făcut un studiu de caz alegându-se astfel stația 220 /110 kV Timișoara.

Pentru acest studiu de caz s-a ales într-o primă fază varianta de echipare. Având în vedere că echipamentele digitale au în acest moment o utilizare foarte mare s-a ales ca echiparea să fie cu echipamente digitale.

S-a constatat că o astfel de echipare are avantaje multiple:

- simplitatea schemelor utilizate;
- posibilitatea utilizării de funcții multiple în foarte multe terminale fără a complica schema de protecție;
- eliminarea din schemă a transformatoarelor de egalizare și a transformatoarelor cu saturație rapidă;
- posibilitatea de a efectua reglaje la protecția diferențială longitudinală în condițiile în care raportul de transformare al transformatorului de curent de pe înfășurarea terțiară este mult mai mic decât al celor de pe 220 și 110 kV.

În final s-a trecut la parametrizarea efectivă a terminalelor de protecție constatându-se că acestea au putut fi reglate corespunzător pentru protejarea autotransformatorului, rezultând în final o protecție eficientă cu rezervări multiple care asigură o protecție foarte sigură autotransformatorului.

De asemenea a rezultat că prin alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatorului nu se induc perturbații majore autotransformatorului iar protecția acestuia nu se complică.

Cât privește contribuțiile aduse în acest capitol, acestea se referă la:

- prezentarea sistematică a problematicii pe care o ridică stabilirea protecțiilor la autotransformatoare;
- parametrizarea efectivă a terminalelor protecției digitale folosite la protejarea autotransformatoarelor de 220/110/10 kV din stația Timișoara.

Capitolul 6

ANALIZA RESTABILIRII SISTEMULUI ÎN CONDIȚIILE UNOR INCIDENTE CE AFECTEAZĂ STAȚIILE RET.

Scopul acestui capitol este acela de a analiza în ce măsură contingente ce afectează elementele RET vecine sau aparținând stației în cauză afectează procesul de restabilire a sistemului. Se vor urmări nu numai condițiile de restabilire, ci și modul în care se asigură calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor de servicii proprii. Aplicația se va efectua pe sistemul cu 32 noduri [103] considerându-se practic datele aferente zonei de vest a sistemului eelectroenergetic național.

Pentru început se vor prezenta câteva probleme generale privind sistemul considerat, tehnica de calcul folosită iar apoi se vor prezenta rezultatele obținute.

6.1. Considerații generale.

Restabilirea sistemului corespunde unei combinații de decizii ale operatorului ce conduce sistemul (sau subsistemul), menite să aducă sistemul în acea situație în care nivelul puterii generate este egal cu acela al puterii cerute, tensiunea și frecvența păstrându-se la valori cât mai apropiate de valorile nominale. De obicei există două nivele ale problemelor de restabilire [104], una mai puțin severă, în care perturbația sau pierderea de putere produsă este relativ ușor localizată (izolată), iar sistemul rămas este ușor repus în funcțiune. Alta, corespunde unei situații extreme, în care asigurarea restabilirii reclamă un timp îndelungat, de ore sau chiar zile, pentru refacerea sistemului fiind necesare decizii strategice.

Pentru abordarea problemelor pe care le comportă restabilirea sistemului în urma unei perturbații (congestii) este necesar a cunoaște [103] : factorii care definesc severitatea unei perturbații, condițiile și etapele de restabilire și nu în ultimul rând strategia de restabilire a întregului sistem.

Astfel factorii care definesc severitatea unei perturbații sunt:

- pierderea de putere generată, raportată față de valoarea inițială a puterii și a limitelor de producere și firește de transmitere. Spre exemplu ieșirea unei secții de bare într-o stație de înaltă tensiune;
- restabilirea puterii generate, corespunde pierderii legăturii cu o centrală de mare putere;
- pierderea puterii transmise, când sub acțiunea unor perturbații de tip extern pot ieși din funcțiune unul sau două din circuitele rețelei;
- pierderea de sarcină este consecința pierderii generate sau a celei transmise și se datorează scăderii frecvenței sub o anumită limită. La repunerea în funcțiune, se au în vedere prioritățile impuse de categoria consumatorilor;
- pierderea compensării puterii reactive cu consecințe asupra nivelului de tensiune. De regulă, la scăderea tensiunii acționează rapid sistemul automat de reglare a excitației generatoarelor sincrone, precum și alte automatici de sistem, care evită pierderea stabilității de tensiune;
- pierderea interconexiunilor externe.

În ceea ce privește etapele care trebuie parcurse la restabilirea unui sistem izolat (sau subsistem), acestea sunt:

- determinarea valorii frecvenței și a tendinței de evoluție a acesteia;
- determinarea valorii tensiunii și a tendinței de evoluție;
- implementarea acțiunilor urgente:

- restabilirea sarcinii pentru unitățile nucleare;
- restabilirea sarcinii pentru unitățile termo.
- luarea de măsuri pentru evitarea extinderii avariei;
- restabilirea tensiunii în limitele operaționale;
- se ajustează generarea și cererea prin:
 - restabilirea sarcinii pentru unitățile termo mari;
 - reducerea supraîncărcării în concordanță cu limitele stabilității tranzitorii.
- se restabilește sarcina, puterea generată, capacitatea de transport în concordanță cu prioritățile stabilite.

Pe durata restabilirii trebuie verificat:

- circuitele din zona a treia de protecție;
- generatoarele sincrone ca urmare a unor operațiuni rapide;
- compensarea puterii reactive datorită tensiunilor terminale;
- compararea puterii de transfer cu cea anterior perturbației;
- calculul unghiului intern δ , al pierderii de tensiune;
- creșterea circulației de puteri pentru noduri sau laturi.

Desigur, restabilirea unei porțiuni sau zone de sistem trebuie efectuată în condițiile unei strategii comune, adaptată la nivelul întregului sistem.

6.2. Strategia de restabilire a sistemului [103], [104].

Un sistem care nu funcționează bine, începe cu aducerea generatoarelor la viteza maximă, cu excitație foarte coborâtă și deci cu nivelul general de tensiune minim. Acesta este primul indicator că starea sistemului este compromisă și că ea trebuie refăcută. În acest scop sistemul este construit gradual în jurul uneia sau mai multor centrale, sarcina conectându-se treptat sub controlul tensiunii și frecvenței.

De fapt restabilirea sistemului cuprinde două etape: prima pregătitoare și a doua de restabilire propriuzisă.

În etapa pregătitoare se crează premisele necesare restabilirii sistemului, astfel:

- pentru elementele pasive (linii, transformatoare, bobine de reactanță) se revizuieste ordinea de merit pentru deschiderea legăturii;
- pentru motoarele sincrone, care nu funcționează și sunt deconectate se fac demersuri pentru reconectarea la sistem;
- pentru motoarele sincrone care sunt în funcție (se rotesc), dar sunt deconectate, se caută aducerea lor la viteza maximă în vederea reconectării la sistem;
- pentru generatoarele aflate în funcțiune și care alimentează o sarcină locală, se preferă acesteia una aferentă distinct fiecărui grup;
- pentru generatoarele conectate de puțin timp, starea acestora se stabilizează prin sarcina de siguranță;
- pentru generatoarele oprite (sau care se rotesc cu turație redusă), se inițiază preparativele de pornire, ceea ce necesită pierderea unor sarcini auxiliare suplimentare.

Prin urmare, etapa pregătitoare vizează starea elementelor de sistem, în mod deosebit pe cele dinamice (rotative): generatoare și motoare. Urmând ca tratarea acestora să se efectueze diferențiat, în funcție de starea concretă în care acestea se află (ordinograma din fig. 6.1)

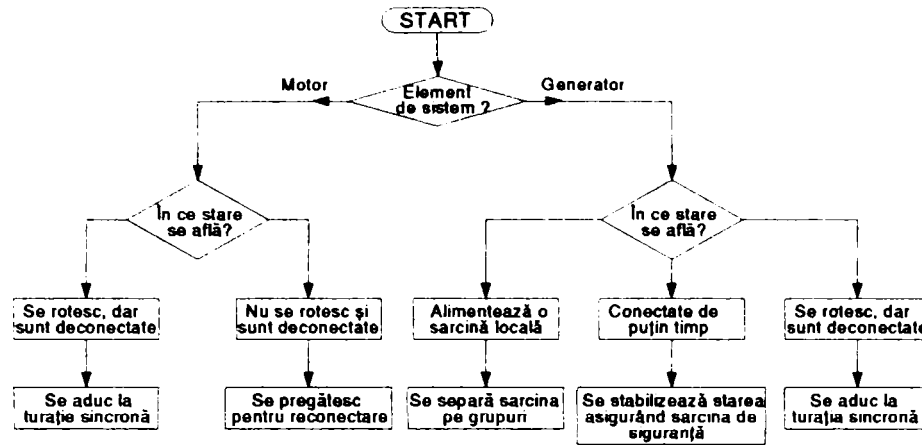


Fig. 6.1. Ordinograma activităților în faza pregătitoare.

Odată realizate activitățile mai sus menționate, se pot asigura premisele punerii în funcțiune a tuturor generatoarelor și de racordare la acestea a motoarelor electrice: De fapt ideea restabilirii este aceea de refacere a structurii sistemului pornind de la generatoare izolate care funcționează pe sarcini individuale, trecând la grupuri apoi de generatoare care debitează pe o sarcină comună (așa numita funcționare în insulă), pentru ca apoi să se treacă la funcționarea sincronă a insulelor. Schematic cele afimate pot fi reprezentate ca în figura 6.2.

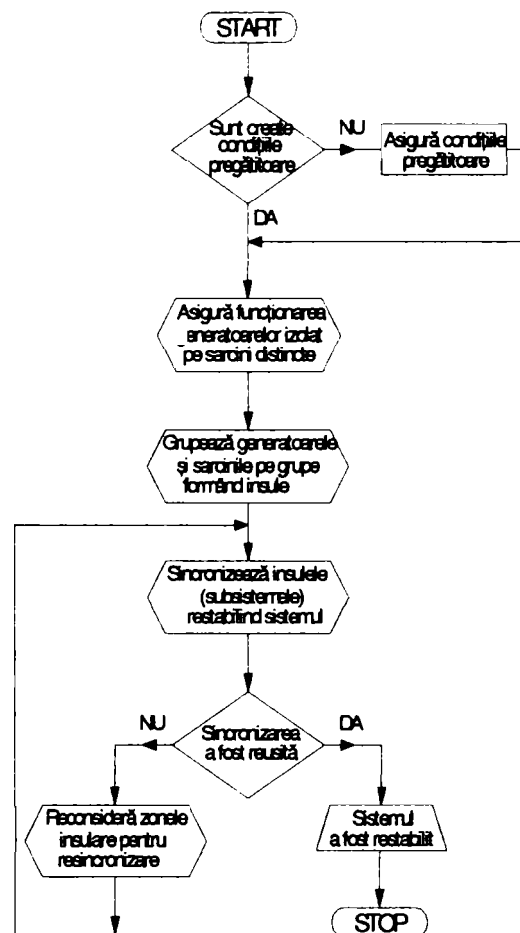


Fig. 6.2. Prezentarea schematică a principalelor activități de refacere a sistemului.

6.3. Analiza regimului normal de funcționare și a celor datorate unor ieșiri de elemente de sistem din funcțiune.

Drept regim normal permanent de funcționare s-a considerat acela în care se funcționează cu un AT în stația 220/110 kV Timișoara și cu altul în stația 220/110 kV Săcălaz. Pe lângă acestea s-au considerat ca și regimuri normale, dar nu permanente acelea în care se lucrează numai cu un singur AT în fiecare stație. În aceste situații s-au considerat incidentele provocate de ieșirea din funcțiune a unor circuite de linii de 110 și 220 kV cu și fără funcționarea compensatorului sincron din stația Timișoara. Pentru fiecare din cazurile analizate sistemul a fost restabilit și s-a analizat nivelul tensiunilor pe barele de 220 kV, 110 kV și 10 kV ale stației Timișoara, Dumbrăvița și Bucovina. Programul situațiilor analizate se prezintă în fig.6.3. Rezultatele obținute prin rularea programului POWER WORLD simulator version 8.0, Urbana ILLINOIS licență pentru universități, 2002 pentru sistemul cu 32 noduri [6.4] este prezentat în tabelele 6.1 și 6.2.

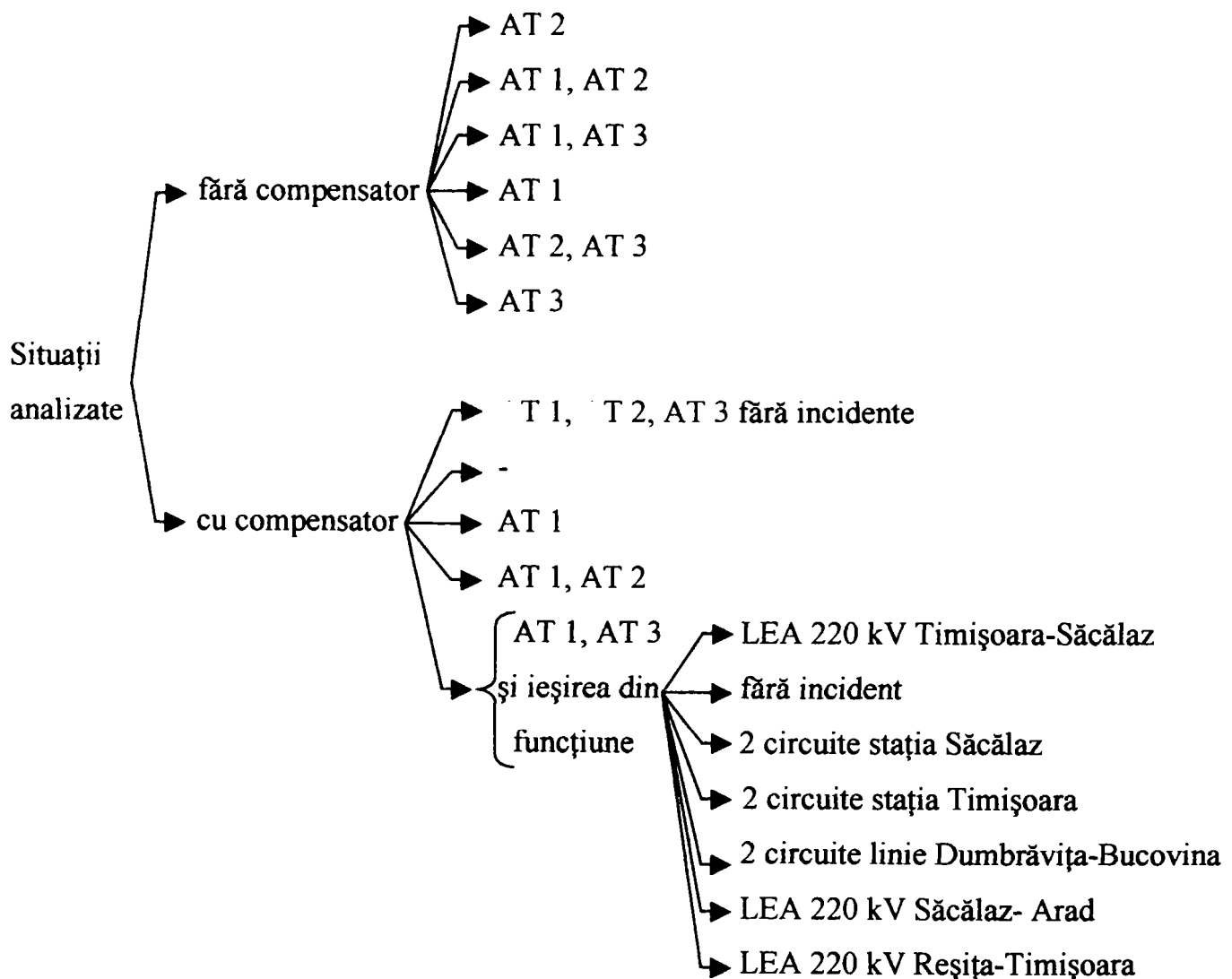


Fig.6.3. Programul de determinari în vederea restabilirii sistemului considerat.

Tabelul 6.1 Nivelul tensiunilor în stația Timișoara și în cele de 110 kV Dumbrăvița și Bucovina, pentru diferite situații de funcționare.

Nr crt	Situația			Nivel tensiune[kV]					Sarcină LEA [MVA]	
	AT 1	AT 2	AT 3	Timișoara			Dumbrăvița	Bucovina	Mintia-Timișoara Reșița-Timișoara Săcălaz-Timișoara	
				220 kV	110 kV	10 kV	110 kV	110 kV		
1	-	+	-	230,52	114,58	10,47	110,50	111,42	96,15-j 31,61 79,74-j0,91 48,50-j 15,81	
2	+	+	-	230,71	116,60	10,48	112,59	113,49	96,13-j30,97 79,75-j0,34 48,58-j14,25	
3	+	-	+	230,52	114,58	10,47	110,50	111,42	96,15-j 31,61 79,73-j 0,90 48,49-j 15,82	
4	+	-	-	230,52	114,58	10,47	110,50	111,42	96,15-j 31,61 79,73-j 0,90 48,49-j 15,82	
5	-	+	+	231,23	117,38	10,50	116,62	116,05	94,46-j 29,46 78,85-j 1,01 98,25+j16,96	
6	-	-	+	231,16	111,24	10,50	113,25	111,44	92,86-j 30,22 79,11-j 0,89 171,05+j 42,12	

Din analiza celor înscrise în tabelul 6.1 se constată că în regim normal de funcționare, fără compensare în nodul Timișoara nivelul tensiunilor este foarte bun, atât în stația Timișoara cât și Dumbrăvița și Bucovina; iar în prima stație atât la nivelul de 220 kV, cât și cel de 110 kV sau 10 kV.

Starea celor trei autotransformatoare nu influențează prin urmare sensibil nivelul tensiunilor pe barele considerate și în primul rând pe barele de 10 kV ale stației Timișoara, deși compensatorul nu se află în funcțiune.

Situația încărcării liniilor luate în considerare, inclusiv a celei Săcălaz-Timișoara nu depășește limita de atenționare, deși în situația 6 considerată, ambele AT-uri de la Timișoara sunt scoase din funcțiune

Tabelul 6.2 Nivelul tensiunilor în stația Timișoara și în cele de 110 kV Dumbrăvița și Bucovina, pentru diferite situații de funcționare, cu compensatorul în funcțiune.

Nr crt	Situația AT			Nivel tensiune [kV]					Sarcină LEA [MVA]		Sarcină CS [MVA]	Ieșirea din funcție
	AT 1	AT 2	AT 3	Timișoara			Dumbrăvița	Bucovina	Mintia-Săcălaz Reșița-Timișoara Săcălaz-Timișoara			
				220 kV	110 kV	10 kV	110 kV	110 kV				
1	+	+	+	232,21	118,43	10,37	117,31	116,89	94,97-j 25,87 79,02+j 4,19 86,58+j23,38	32,3	-	
2	-	-	-	235,25	-	10,51	-	-	69,65-j 21,10	33,1	-	

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

									29,65-j 2,39 54,58+j 22,58		
3	+	-	-	231,53	115,13	10,34	111,07	111,98	96,38-j 27,96 79,81+j 2,29 48,57-j 7,39	32,1	-
4	+	+	-	231,72	117,13	10,35	113,14	114,03	96,32-j 27,30 79,74+j 2,85 48,61-j 5,84	32,1	-
5	+	-	+	232,23	117,87	10,37	117,07	116,53	91,65-j 25,85 78,94+j 4,21 98,32+j 24,86	32,3	-
6	+	-	+	231,54	115,27	10,34	111,40	112,23	96,18-j 27,99 79,70+j 2,27 47,75-j 4,62	32,1	2 circuite Săcălaz
7	+	-	+	232,11	118,80	10,37	114,04	112,37	98,19-j 26,70 79,08+j 3,88 102,51+j 46,72	32,3	2 circuite Timișoara
8	+	-	+	232,01	116,27	10,36	118,51	114,80	96-j 26,59 79,05+j 3,56 86,62+j 11,10	32,2	2 circuite Dumbăvița- Bucovina
9	+	-	+	232,09	117,76	10,37	116,97	116,43	91,27-j 27,50 78,08+j 3,58 67,99+j 32,41	32,2	LEA Săcălaz – Arad
1 0	+	-	+	231,73	117,62	10,35	116,84	116,29	101,76-j 26,74 148,98+j 17,26 96,64+j 21,21	32,2	LEA Reșița – Timișoara scoasă
1 1	+	-	+	233,96	118,07	10,43	116,35	116,19	86,89-j 28,28 77,56+j 6,98 -	32,7	LEA Timișoara – Săcălaz scoasă
1 2	-	+	-	231,53	115,13	10,34	111,07	111,98	96,38-j 27,96 79,82+j 2,29 48,58-j 7,39	32,1	-
1 3	+	-	+	232,23	117,87	10,37	117,07	116,53	94,66-j 25,88 78,91+j 4,21 98,38+j 24,86	32,3	-
1 4	-	-	+	232,73	111,68	10,37	113,68	111,87	98,06-j 26,58 79,19+j 4,10 171,21+j 50,46	32,3	-

Din analiza celor înscrise în tabelul 6.2 rezultă următoarele:

- funcționarea compensatorului în stația Timișoara conduce la creșterea nivelului de tensiune în această stație pe barele de 220 kV și 110 kV, dar îl coboară pe bara de 10 kV. Aceleași observații se pot face și referitor la nivelul de tensiune de pe barele stațiilor Dumbrăvița și Bucovina;

- funcționarea normală cu AT 1 și AT 3 în funcțiune, conduce la existența unor circulații firești de putere pe cele trei linii considerate la ieșirea din funcțiune AT 3, linia Timișoara-Săcalaz se descarcă la aproape jumătate, celelalte două rămânând practic la fel încărcate. În schimb AT 1 se încarcă la 84 %, ajungând în apropierea limitei de atenționare;
- la ieșirea din funcțiune a tuturor autotransformatoarelor, așa cum era de așteptat pe barele de 110 kV ale stațiilor considerate nu se mai poate asigura tensiune;
- la funcționarea cu AT 1 și AT 3, dar la ieșirea din funcțiune a 2 circuite din Săcălaz, sistemul se restabilește asigurând tensiuni în noduri în bandă, cu 1-2 % mai mici decât cele normale atât la nivelele de 110 kV, 220 kV, cât și la nivelul de 10 kV. De menționat că pe AT 1 și pe linia dublu circuit Timișoara-Bucovina mai ales, situația se apropie de aceea de atenționare;
- la funcționarea cu AT 1 și AT 3, dar la ieșirea din funcțiune a două circuite din stația Timișoara, sistemul se restabilește asigurând și aici tensiuni în bandă și cu ceva mai mari decât în situația anterioară. Linia Săcălaz- Dumbrăvița se încarcă apropiindu-se de nivelul de atenționare;
- la funcționarea cu AT 1 și AT 3, dar la ieșirea din funcțiune a două circuite de linie Dumbrăvița-Bucovina, sistemul se restabilește fără probleme, nivelul de tensiune este destul de ridicat, comparabil cu situația fără incident, iar nivelul de atenționare nu se atinge pe nici un element de sistem;
- la funcționarea cu AT 1 și AT 3, dar la ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Săcălaz-Arad, sistemul se restabilește, nivelul de tensiune în noduri fiind relativ ridicat. Linia Săcălaz-Timișoara se încarcă cu circa 25 %, dar nu se atinge nici o limită de atenționare pe elementele sistemului;
- la funcționarea cu AT 1 și AT 3, dar la ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Reșița-Timișoara circuitul 1, sistemul se restabilește, atingând practic aceleași tensiuni în noduri ca și în absența deconectării circuitului. Desigur LEA 220 kV Reșița-Timișoara circuitul 2 își dublează sarcina iar puterile la începutul liniei cresc pe seama creșterii pierderilor. În schimb nu se ating limitele de atenționare;
- la funcționarea cu AT 1 și AT 3, dar la ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Săcălaz-Timișoara, tensiunile se mențin în bandă, pe bara de 220 kV a stației Timișoara tensiunea crește cu aproape 1,3 kV, crește și tensiunea pe bara de 10 kV la 10,43 kV, dar nicăeri nu se atinge limita de atenționare;
- la funcționarea numai cu AT 2, nivelul tensiunilor în nodurile considerate scad ușor, linia Săcălaz-Timișoara se descarcă la aproape jumătate; AT 2 și linia Timișoara-Bucovina se apropie însă de limita de atenționare;
- funcționarea cu AT 1 și AT 3 nu ridică nici un fel de probleme, în schimb la funcționarea cu AT 3 nivelul tensiunilor pe barele de 110 kV scade sensibil, cu circa 4-5 %, rămânând totuși în banda admisă, dar AT 3 și linia Săcălaz- Dumbrăvița se apropie de limita de atenționare.

În sprijinul celor prezentate mai sus în figurile 6.4-6.11 se prezintă schema sistemului cu 32 noduri restabilit în următoarele situații:

- AT 1 și AT 3 în funcție și fără compensare (fig 6.4.);
- AT 1 și AT 3 în funcție și cu compensare (fig 6.5.);
- AT 1 și AT 3, dar cu ieșirea din funcțiune a 2 circuite din stația Săcălaz (fig.6.6.);
- AT 1 și AT 3, dar cu ieșirea din funcțiune a 2 circuite din stația Timișoara (fig. 6.7.);
- AT 1 și AT 3, dar cu ieșirea din funcțiune a 2 circuite de linie Dumbrăvița-Bucovina (fig. 6.8.);
- AT 1 și AT 3, dar cu ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Săcălaz-Arad (fig. 6.9.);
- AT 1 și AT 3, dar cu ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Reșița-Timișoara circuitul 1 (fig.6.10.);

- AT 1 și AT 3, dar cu ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Săcălaz-Timișoara (fig.6.11.).

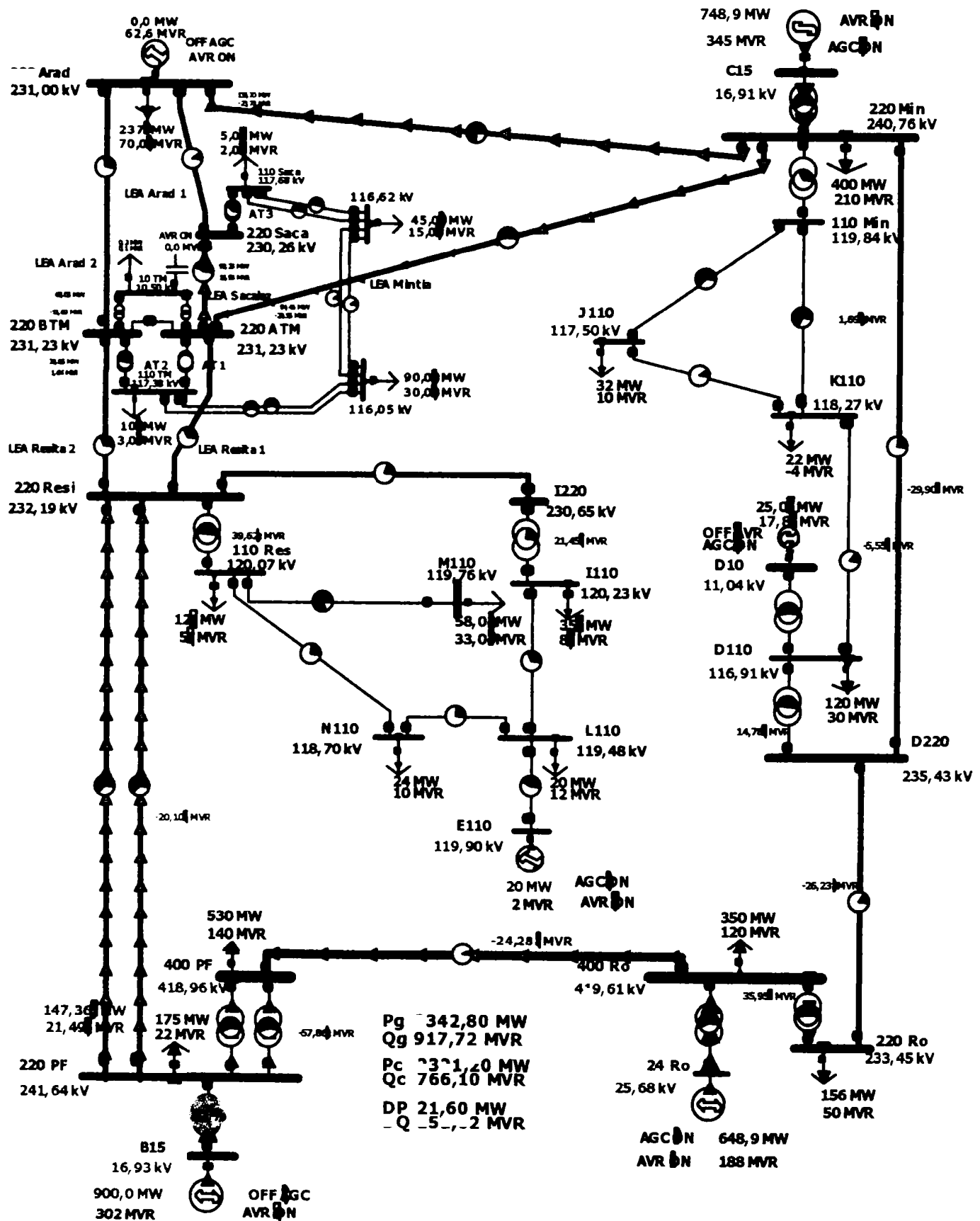


Fig 6.4. Schema sistemului restabilit cu AT 1 și AT 3 în funcțiune și fără compensare.

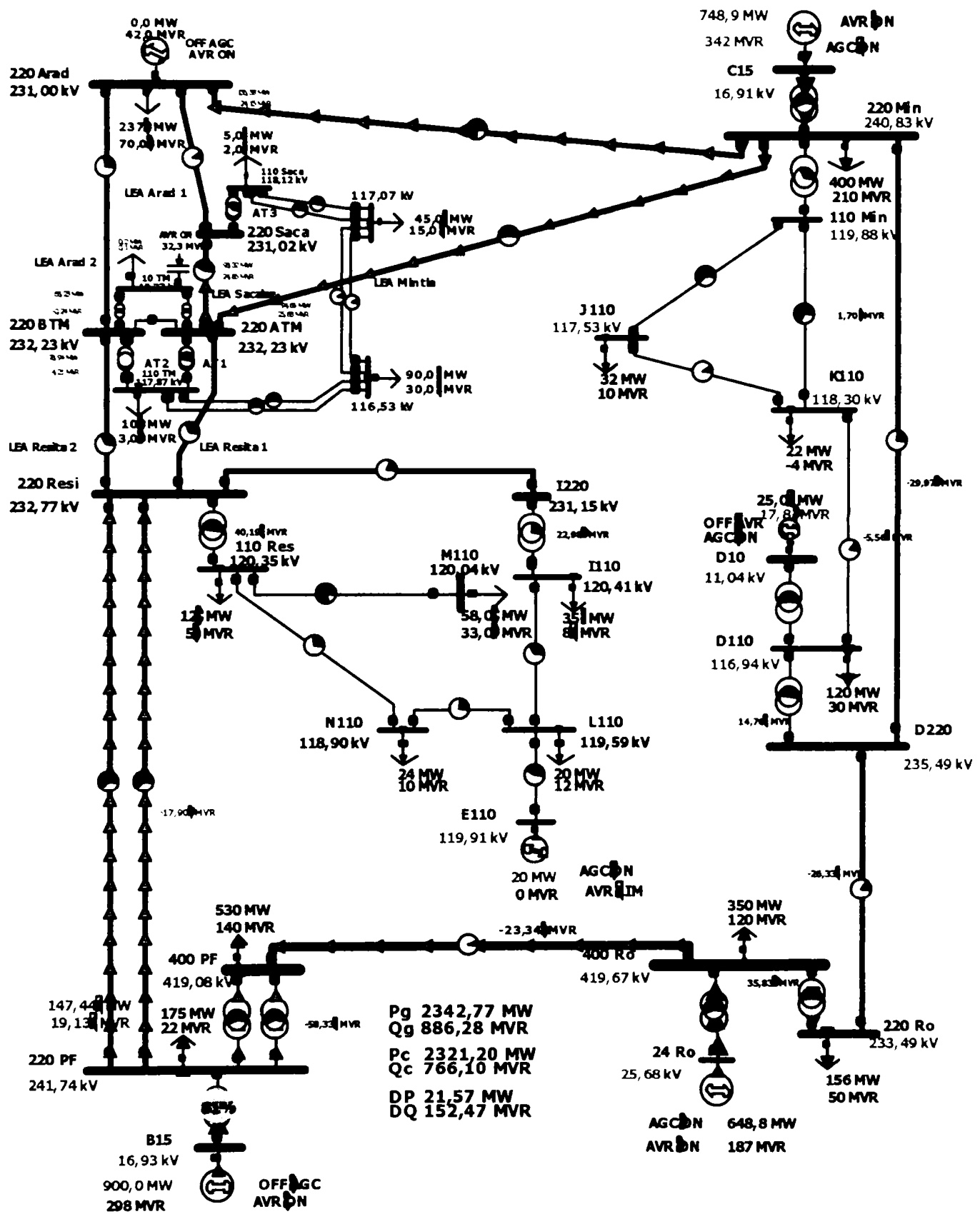


Fig 6.5. Schema sistemului restabilit cu AT 1 și AT 3 în funcțiune și cu compensare.

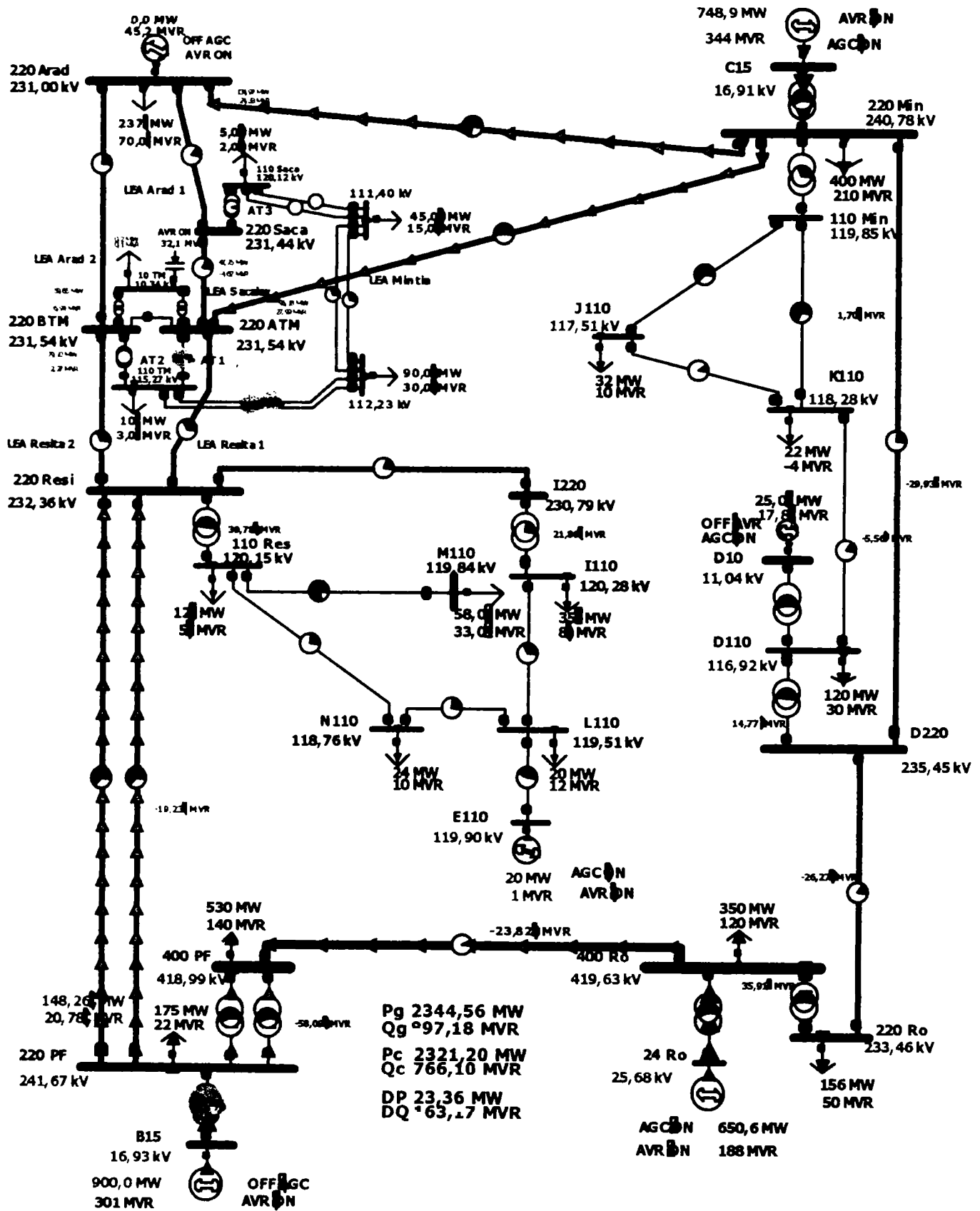


Fig 6.6. Schema sistemului restabilit cu AT 1 și AT 3 în funcțiune, cu compensare, dar cu ieșirea din funcțiune a 2 circuite din stația Săcălaz.

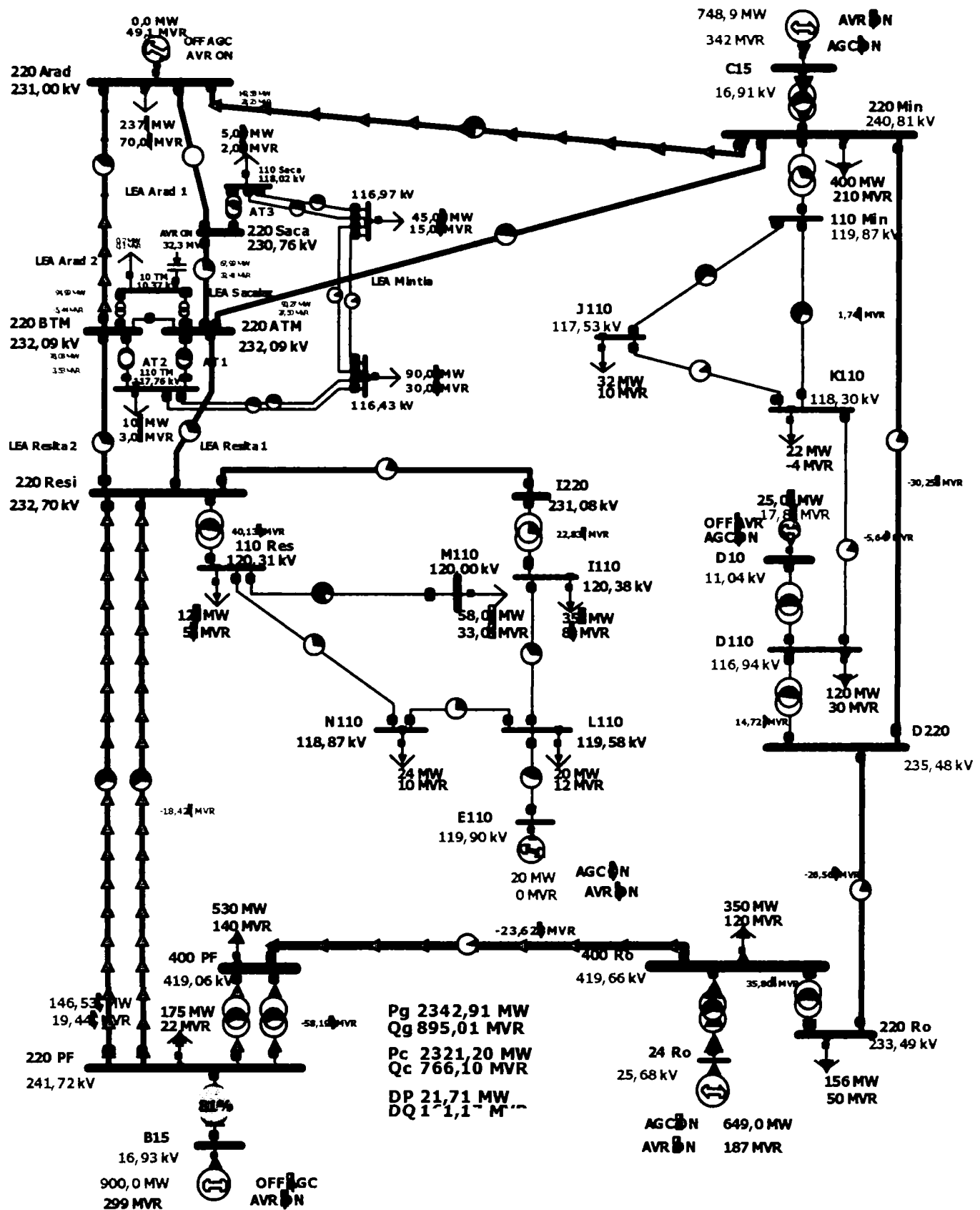


Fig 6.9. Schema sistemului restabilit cu AT 1 și AT 3 în funcțiune, cu compensare, dar cu ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Săcălaz-Arad.

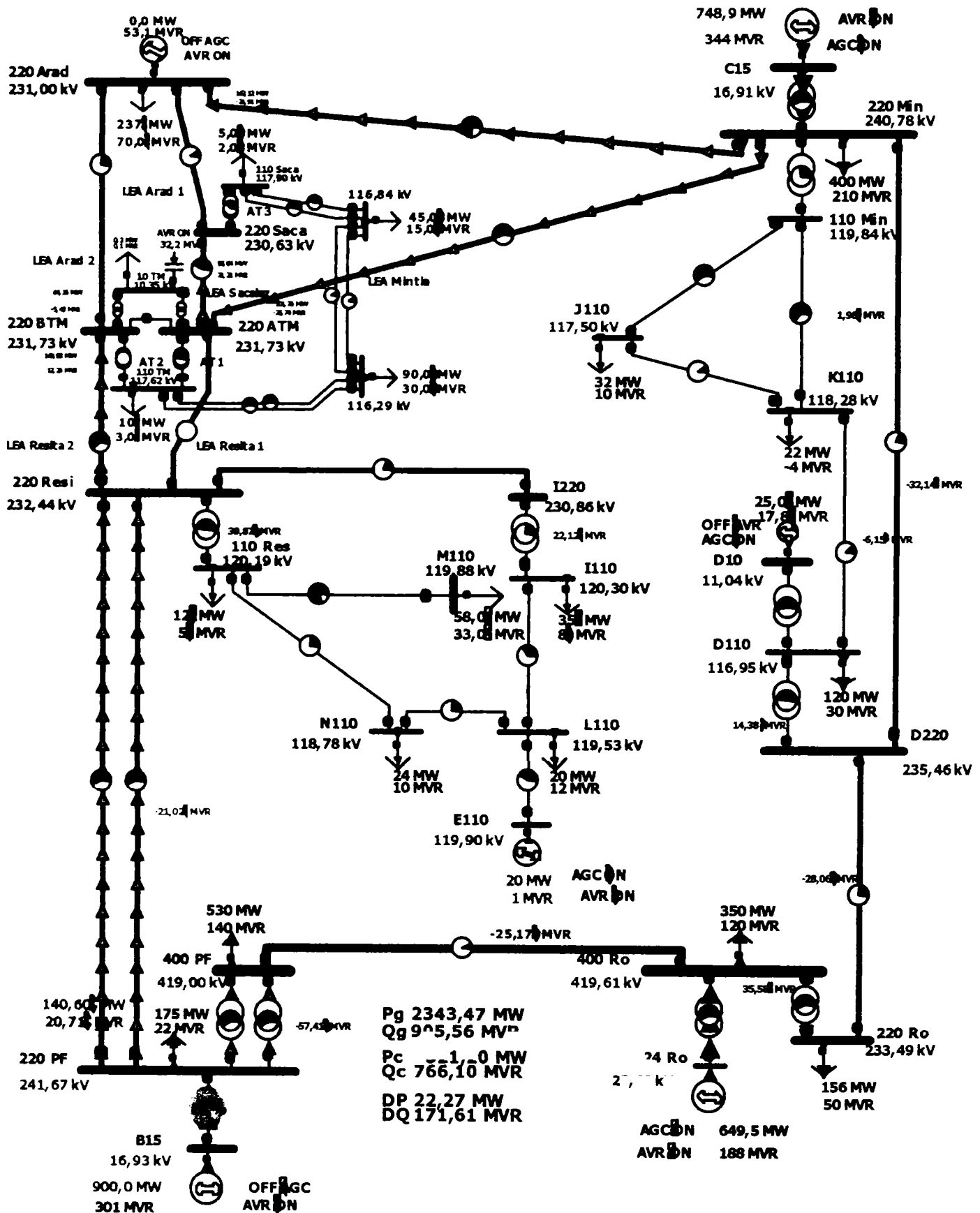


Fig 6.10. Schema sistemului restabilit cu AT 1 și AT 3 în funcțiune, cu compensare, dar cu ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Reșița-Timișoara circuitul 1.

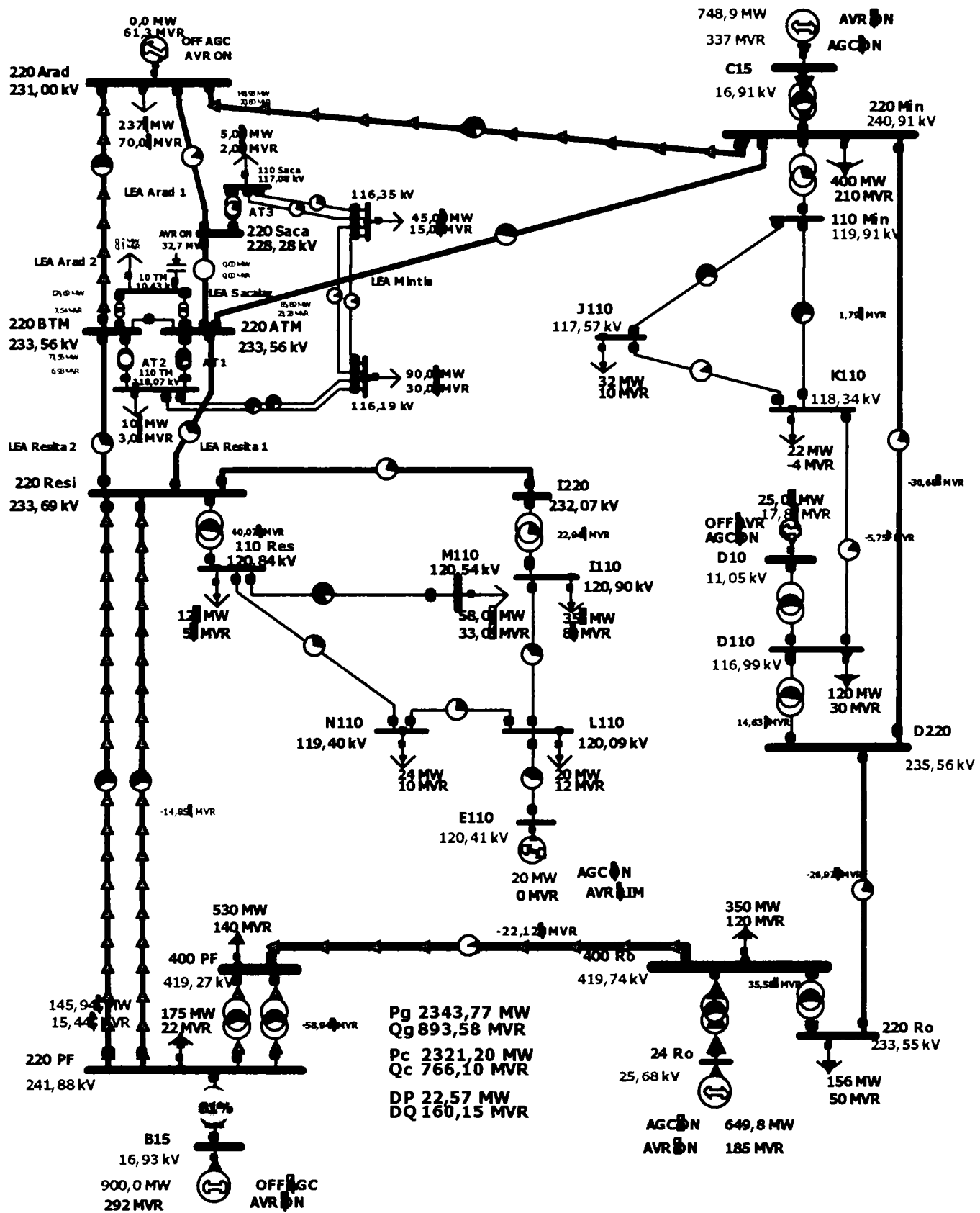


Fig 6.11. Schema sistemului restabilit cu AT 1 și AT 3 în funcțiune, cu compensare, dar cu ieșirea din funcțiune a LEA 220 kV Săcălaz-Timișoara.

6.4. Concluzii.

În cadrul acestui capitol s-a analizat problema restabilirii sistemului de vest, sistem ce cuprinde stația de interes Timișoara la incidente care se produc în stații (ieșirea din funcțiune a unuia sau a două autotransformatoare din aceeași stație sau unul din stația Timișoara și altul din stația Săcălaz) sau pe liniile adiacente: Dumbrăvița-Bucovina, Săcălaz- Arad, Reșița- Timișoara circuitul 1, Timișoara-Săcălaz. Pentru a realiza această analiză în prima parte a capitolului s-au trecut în revistă câteva probleme teoretice privind problemele pe care le comportă restabilirea, descriindu-se mecanismul restabilirii, etapele ce trebuie parcurse pentru asigurarea reușitei ei.

În continuare s-a trecut la soluționarea studiului de caz- stația 220/110/10 kV Timișoara încadrată într-un sistem test de 32 noduri. Pentru rezolvarea circulației de puteri și a calculului căderilor de tensiune, respectiv a tensiunilor în noduri, s-a apelat la programul de firmă POWER WORLD simulator version 8.0 existent în dotarea Colectivului de Sisteme Electrice a Catedrei de Electroenergetică a Universității Politehnica din Timișoara [106]. Cu ajutorul acestui program s-au modelat elementele de sistem și legăturile dintre ele corespunzător zonei de centru-vest a SEN, încadrând schema într-o structura simplificată cu 32 de noduri. Pe acest sistem s-au analizat regimurile normale și cele cu sistemul restabilit după producerea unor incidente, care au afectat sensibil integritatea sistemului considerat. În urma analizei efectuate s-a constatat că sistemul poate fi restabilit în condițiile tuturor incidentelor analizate, inclusiv la ieșirea din funcțiune a AT-ului din stația Timișoara și a unor circuite de linii de transport din zona adiacentă: Reșița-Timișoara circuitul 1 sau Săcălaz-Arad. În nici unul dintre cazurile analizate nu s-a atins limita de avarie, iar tensiunile nodurilor s-au păstrat în limite admise. De remarcat menținerea tensiunii pe barele de 10 kV din stația Timișoara în limitele admise, în condiții de restabilire grele și fără compensare.

Partea originală a acestui capitol se referă la sistematizarea unor probleme de restabilire a sistemelor și la soluționarea studiului de caz aplicat în condițiile sistemului de vest.

Capitolul 7

CONCLUZII GENERALE.CONTRIBUȚII.

Industria energetică în lume a cunoscut mutații structurale după 1990. Aceste mutații au fost impulsionate de evoluțiile tehnologice, de modificările legislative survenite, de apariția de noi reglementări, de critica adusă de consumatorii finali, dar mai ales de liberalizarea și globalizarea piețelor de produse în general și de energie în particular. Formarea și dezvoltarea pieței de energie a modificat politica energetică a autorităților, înlocuind-o pe aceea de monopol, cu una concurențială, deschisă în care inițiativele sunt promovate în concordanță cu realizarea profitului și cu protecția mediului. Bazată pe definirea unui sistem credibil și nediscriminatoriu de reguli, dezvoltarea pieței de energie promovează separarea activităților de producere, transport, dispecerizare și distribuție-furnizare, acreditarea consumatorilor eligibili, accesul liber la rețelele de transport și distribuție, introducerea concurenței la producere și furnizare.

În România apariția pieței de energie electrică a avut la bază principiile derivate din legislația primară, națională și din necesitatea alinierii la prevederile directivei 96/92/CE și a directivei 2003/54/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 26.01.2003, care stabilește reguli comune pentru piața internă de energie electrică a țărilor membre CE. În plus, această directivă stabilește reguli economice foarte clare pentru producători, transportatori și distribuitorii de energie electrică, modalități de organizare și funcționare a sistemului energetic european, accesul la piață, procedurile ce trebuie aplicate în ceea ce privește raportul cerere și ofertă, drepturile și obligațiile ce revin fiecărui participant la piața de energie.

În baza celor mai sus enumerate, autoritățile de Reglementare, au obligația de a stabili și asigura pentru fiecare companie de electricitate reguli și proceduri privind: menținerea calității și securității alimentării cu energie electrică, menținerea unui preț accesibil la consumator, promovarea investițiilor, eficiența energetică, protecția mediului etc.

Dintre aceste cerințe una de bază este fără îndoială și aceea a asigurării eficienței energetice, suport al dezvoltării ulterioare al sistemului electroenergetic și în primul rând al rețelelor de transport.

România dispune de o rețea extinsă de transport și repartiție având tensiunile de 110, 220 și 400 kV, alcătuită din linii și stații de interconexiune. Interconexiunile dintre nivele succesive se asigură prin autotransformatoare cu trei înfășurări, existente în număr foarte mare.

Serviciile proprii ale acestor stații de interconexiune constituie un consumator deosebit, nu atât prin mărimea acestuia, cât prin cerințele pe care le impune, de regimul lor depinzând buna funcționare a stației și apoi firește a sistemului.

Actualmente, alimentarea de bază a serviciilor proprii se realizează dintr-o stație 110/MT, sau o linie de MT, ambele aparținând SC ELECTRICA SA. Ca urmare energia electrică aferentă consumatorilor de servicii proprii este transportată, repartizată și distribuită, iar apoi în etapa de distribuție este preluată și transmisă etapei de transport. Această recirculare a fluxului de energie electrică produce pierderi directe de energie electrică și indirecte datorită diferenței de preț între energia achiziționată de la ELECTRICA și aceea procurată din rețelele proprii ale TRANSELECTRICA.

Pentru eliminarea inconvenientelor mai sus menționate s-a propus trecerea alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor. Problema este una de eficientizare a funcționării stației, deosebit de dificilă și complexă dată fiind evoluția sistemului nostru energetic de-a lungul timpului. Ea putea să fie privită ca o problemă de optimizare (cvasioptimizare) și soluționată în cadrul următorului program:

Timp recuperare investiție = minim

iar drept restricții următoarele:

- nivelul curenților de scurtcircuit produși la bornele AT \leq nivelul admisibil;
- pierderea maximă de tensiune în rețeaua de alimentare \leq abaterea admisă de tensiune;
- siguranța în funcționarea AT \geq nivelul admis;
- riscul de defectare al AT datorită alimentării SP \leq nivelul admis;
- asigurarea sensibilității și selectivității protecției AT;
- posibilitatea realizării fizice a schemei.

, fapt realizat de autor în cadrul acestei teze.

Abordarea aspectelor care derivă din restricțiile prezentate mai sus în cadrul lucrării și soluționarea lor, atât sub formă princială, dar mai ales în condițiile studiilor de caz considerate: stația Arad și Timișoara și mai apoi experiența acumulată în exploatarea celei din urmă au permis stabilirea unor concluzii deosebit de utile pentru compania TRANSELECTRICA. Mare parte din acestea au fost aprig discutate și comentate în Consiliile tehnice ale companiei mai sus menționate. Dar validarea este și a fost efectuată deja prin experiența de exploatare-soluția este viabilă.

Concluzia generală dedusă din realizarea și implementarea soluției este aceea că alimentarea consumatorilor de servicii proprii poate fi făcută din înfășurarea terțiară a autotransformatoarelor de 220/110 10,5 kV existente în stațiile rețelelor electrice de transport. Oportunitatea aplicării acestei soluții trebuie însă analizată de la caz la caz, considerând așa cum s-a amintit problema ca una de optimizare(cvasioptimizare).

În analiza consumatorilor de servicii proprii este foarte important a considera natura receptorilor și condițiile în care aceștia funcționează. În acest sens un rol deosebit îl prezintă caracteristicile statice de sarcină ale consumatorilor și curbele de sarcină. Caracteristicile statice de sarcină definesc răspunsul receptorilor la mărimile de intrare: tensiune și frecvență. Este util a considera și deci a cunoaște și caracteristicile de frecvență, dat fiind faptul că în funcționarea stației pot interveni situații în care alimentarea serviciilor proprii se efectuează de la grupul electrogen, iar acesta poate să nu fie capabil să asigure frecvența de 50 Hz. La frecvențe mai scăzute apar probleme legate de circulațiile suplimentare de putere reactivă, care pot apare în circuitele cu miez de fier. Sub acest aspect situația cea mai dezavantajoasă care poate apare pentru motoarele de acționare se dovedește a fi la scăderea frecvenței și creșterea tensiunii.

Referitor la folosirea curbelor de sarcină zilnice ale consumatorilor de servicii proprii, se constată asemănări ale acestora de la o zi la alta și un grad relativ ridicat de uniformitate. Sub aspectul determinării timpului de pierderi, relația lui Militaru se dovedește și aici foarte utilă atât pentru curba de sarcină a puterii active, cât și reactive.

Concluzii interesante se pot stabili și în ceea ce privește descompunerea curbelor de sarcină zilnică în armonici și sinteza acestora. Astfel folosirea a trei armonici permite realizarea unei precizii medii de interpolare mai mici de 2,5%.

Referitor la stabilirea schemei de alimentare a serviciilor proprii au rezultat următoarele:

- stabilirea schemei efective de alimentare trebuie efectuată prin compararea mai multor variante posibile, variante ce pot fi executate practic și asigură siguranța necesară în funcționare a echipamentelor componente;
- un rol important în definitivarea schemei de alimentare îl are istoria autotransformatorului, anul de fabricație și numărul și natura incidentelor pe care le-a suferit;
- reducerea la minimum a riscului producerii unui scurtcircuit pe barele înfășurării terțiare a autotransformatorului prin izolarea completă (izolare termoconductibilă) a legăturii: înfășurare terțiară autotransformator – transformator de servicii proprii;
- în cazul când sunt folosite autotransformatoare vechi, cu tensiuni de scurtcircuit mici, pentru limitarea curenților de scurtcircuit se recomandă dispunerea unei bobine de reactanță, potrivit aleasă pe legătura autotransformator – transformator de servicii proprii;

- se recomandă ca soluția de alimentare a serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor să fie aplicată la acele AT care au fost deja supuse reparației capitale, sau a celor recent introduse în SEN;
- se preferă aplicarea soluției la autotransformatoarele cu flux constant.

În legătură cu calculul curenților de scurtcircuit acesta a fost efectuat considerând cele mai posibile și mai grave scurtcircuite care ar putea apărea la bornele înfășurării autotransformatorului, atât sub aspectul regimului de funcționare al înfășurării terțiare (elementul vulnerabil al autotransformatorului), cât și al locului de producere al scurtcircuitului. Astfel au fost considerate: regimul de mers în gol al terțiarului, de sarcină alimentând transformatorul de servicii proprii, cu și fără bobină de reactanță. Drept locuri de producere a scurtcircuitelor s-au considerat toate barele de tensiune înaltă, medie și joasă; inclusiv apariția de scurtcircuite simultane pe barele de 110 și 220 kV. Drept scurtcircuite s-au considerat cele mai grele, respectiv cele mai frecvente, adică 3F și FN.

Din analiza valorilor curenților de scurtcircuit rezultate se deduc următoarele concluzii:

- În situația funcționării fără sarcină a înfășurării terțiare, valoarea cea mai mare a curenților de scurtcircuit care traversează înfășurarea terțiara a AT se produce în cazul unui scurtcircuit FN simultan pe aceeași fază în k1 și k2 (15,736 kA) producând un curent de șoc de 40,057 kA, aproape de valoarea limită;
- În cazul că înfășurarea terțiară este în sarcină, valoarea cea mai mare a curenților de scurtcircuit prin terțiar se produce în cazul unui scurtcircuit 3F produs la bornele terțiarului (bara de 10,5 kV) - 26,128 kA ceea ce înseamnă un curent de șoc la vârf de 66,511 kA, mult peste valoarea limită;
- În situația în care înfășurarea terțiară este legată la transformatorul de servicii proprii, se evidențiază efectul BR asupra micșorării curenților de scurtcircuit prin terțiarul AT. Astfel, cea mai mare valoare a curenților de scurtcircuit prin terțiar, obținută la scurtcircuit 3F pe barele de 10,5 kV este de 14,866 kA, mult sub valoarea limită, garantându-se păstrarea stabilității dinamice a terțiarului AT;
- În nici unul dintre situațiile analizate, verificarea la solicitări termice nu ridică probleme.

În concluzie se poate afirma practic că utilizarea terțiarului AT la alimentarea consumatorilor de servicii proprii se poate face doar în condițiile limitării prin BR montată la bornele terțiarului, a curenților de scurtcircuit 3F produs pe barele de 10,5 kV. Soluția constructivă trebuie să elimine posibilitatea producerii unui scurtcircuit 3F la bornele terțiarului AT, în caz contrar, un astfel de incident ducând la distrugerea AT.

Referitor la calitatea energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii, elementul esențial rămâne firește calitatea tensiunii, element care a fost urmărit și în cadrul prezentei cercetări. Pentru studiile de caz considerate s-a constatat că variațiile sarcini transferate prin înfășurările AT, datorită distanțelor „electrice” reduse, precum și a puterii de scurtcircuit foarte mari a înfășurărilor AT, abaterile maxime de tensiune nu depășesc $\pm 10\%$, menținându-se astfel în limitele admise. Cu toate acestea se recomandă ca în situația în care apar schimbări sensibile în valorile puterilor transmise prin rețeaua de transport, inclusiv în sensul de circulație al puterilor, schimbări survenite ca urmare a unor modificări în structura rețelei, se propune ca transformatorul de servicii proprii să fie prevăzut cu ploturi, care în situații deosebite să poată fi comutate. Pe perioada comutării ploturilor se va apela la alimentarea de rezervă.

Ca o concluzie importantă trebuie remarcat și faptul că în perioada în care s-a efectuat monitorizarea permanentă în studiul de caz considerat și anume rețeaua de 0,4 kV a serviciilor proprii a stației Timișoara, nu s-au manifestat fluctuații de tensiune, întreruperi, variații bruște, nepermise.

Desigur, un aspect căruia i s-a acordat mare atenție în cadrul analizei calității energiei a fost forma curbelor de tensiune și curent. Analiza efectuată a evidențiat faptul că sunt anumite depășiri ale nivelului de compatibilitate, atât sub aspectul armonicilor, cât și a coeficientului de distorsiune a

curbei de tensiune. Cu toate acestea nu s-au constatat nici un fel de neajunsuri în funcționarea receptorilor de tip acționări cu motoare asincrone pe durata cât a funcționat receptorul deformant.

Regimul nesinusoidal prezent în rețelele consumatorilor de servicii proprii trebuie analizat nu numai sub aspectul pierderilor, sau a unor cupluri parazite pe care le-ar putea produce, dar și sub aspectul suprasolicitării unor echipamente secundare ce dispun de condensatoare sau circuite cu bobine în care câmpurile magnetice armonice ar putea produce tensiuni induse. Sub acest aspect, rezultă fără îndoială necesitatea ca unitățile TRANSELECTRICA să dispună de echipamente de monitorizare performante, atât sub aspectul hardului, cât și cel al softului. De asemenea, pentru a evita apariția unor perturbații posibile la unele echipamente sensibile la câmpuri magnetice sau electrice armonice, se recomandă monitorizarea unor indicatori caracteristici regimului deformant și chiar variațiile de câmp magnetic și nivelul câmpului electric.

Referitor la realizarea sistemului de protecție al autotransformatorului, element fundamental în asigurarea siguranței în funcționare a stației și chiar a rețelei din care acesta face parte, opțiunea trebuie să fie neapărat varianta digitală. Ea asigură simplitatea schemei folosite, utilizarea de funcții multiple în foarte multe terminale fără a complica schema de protecție, eliminarea din schemă a transformatoarelor de egalizare și a transformatoarelor cu saturație.

În plus, protecția digitală oferă posibilitatea de a efectua reglaje la protecția diferențială longitudinală în condițiile în care raportul de transformare al transformatorului de curent de pe înfășurarea terțiară este mult mai mic decât al celor de pe 220 și 110 kV. Protecția care s-a obținut prin parametrizarea efectivă a terminalelor de protecție este una eficientă, cu rezervări multiple, sigură în funcționare.

Restabilirea sistemului de vest al României în condițiile producerii unor incidente care au scos din funcțiune autotransformatoare din stația Timișoara sau/și Săcălaz, precum și linii de transport din zonele adiacente s-a analizat cu programul POWER WORLD SIMULATOR versiunea 8.0 existent în dotarea Catedrei de Electroenergetică. Deși incidentele considerate au fost destul de severe, față de situația reală, sistemul a putut fi de fiecare dată restabilit, iar tensiunea pe barele de 10 kV s-a încadrat în limitele admise.

Contribuțiile aduse de autor în cadrul lucrării au fost sintetizate la finele fiecărui capitol și pot fi reunite după cum urmează:

- punerea problemei alimentării serviciilor proprii ca o problemă de optimizare în condițiile existenței pieței de energie și evidențierea problemelor pe care le ridică formarea și dezvoltarea pieței de energie în România;
- sistematizarea problemelor legate de consumatorii serviciilor proprii;
- încadrarea problematicii caracteristicilor statice ale sarcinii în aceea a serviciilor proprii a stațiilor RET;
- evidențierea particularităților caracteristicilor statice de tensiune ale unor consumatori particulari, care au drept parametru și temperatura;
- calculul mărimilor caracteristice ale unor curbe zilnice de sarcină ridicate la bornele unui transformator de servicii proprii (TSI - 2) din stația Timișoara;
- evidențierea utilității relației Militaru la calculul timpului de pierderi pentru curbele de sarcină a puterii active și reactive a serviciilor proprii din stațiile electrice;
- abordarea problematicilor descompunerii spectrale a curbelor de sarcină zilnică a consumatorilor de tip servicii proprii ale stațiilor RET;
- identificarea, clasificarea și ierarhizarea problemelor pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii din stațiile RET folosind terțiarul autotransformatoarelor;
- sistematizarea cunoștințelor privitoare la realizarea unor scheme de alimentare a serviciilor proprii din înfășurarea terțiară a autotransformatorului din stațiile de 231/121/10,5 kV și propunerea unor variante distincte de scheme de alimentare;

- propunerea în cazul concret al stației de 400/220/110 kV Arad a unor scheme de alimentare a serviciilor proprii din terțiarul autotransformatorului existent în stație și analiza acestor scheme;
- prezentarea sistematică a problemelor pe care le comportă calculul curenților de scurtcircuit în condițiile pe care le ridică alimentarea serviciilor proprii din înfășurarea terțiară a autotransformatorului;
- calculul efectiv al curenților de scurtcircuit în condițiile concrete ale stației de 400/220/110 kV Arad în diferite situații și în diferite locuri, considerând sau nu prezența bobinei de reactanță folosită pentru reducerea valorii curenților de scurtcircuit;
- stabilirea concluziei finale referitoare la oportunitatea introducerii bobinei de reactanță în circuitul de alimentare al transformatorului de servicii proprii din terțiarul autotransformatorului;
- sistematizarea aspectelor ce trebuie analizate într-un studiu ce vizează asigurarea calității energiei electrice a unui consumator complex, cu referire concretă la receptorii de servicii proprii ai unei stații a rețelelor de transport;
- prezentarea în cadrul problemelor de regare a tensiunii a autotransformatoarelor cu flux constant și evidențierea necesității de a implementa în stații autotransformatoare de concepție modernă, care să asigure constanța fluxului principal, răspunzând astfel mult mai eficient la condițiile pe care le impune alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor;
- prezentarea, analiza și comentarea studiului de caz, aplicație efectuată pe situația reală în care alimentarea receptorilor de servicii proprii se efectuează din terțiarul autotransformatorului. Rezultatele obținute sunt o dovadă elocventă că cercetarea efectuată în cadrul TRANSELECTRICA și respectiv a Politehnicii din Timișoara nu au fost zadarnice și acestea atestă utilizarea soluției de alimentare a SP din terțiarul AT;
- ierarhizarea problemelor ce trebuie urmărite în cadrul analizei calității energiei electrice furnizate receptorilor de servicii proprii ai stațiilor RET;
- evidențierea rolului unor mărimi legate de forma curbelor de tensiune și curent, cum ar fi: reziduul deformant capacitiv și respectiv inductiv al tensiunii și curentului;
- prezentarea sistematică a problematicii pe care o ridică stabilirea protecțiilor la autotransformatoare;
- parametrizarea efectivă a terminalelor protecției digitale folosite la protejarea autotransformatoarelor de 220/110/10 kV din stația Timișoara;
- analiza variantelor de restabilire a sistemului de vest al României în condițiile unor incidente care afectează autotransformatoarele din stațiile Timișoara, Săcălaz și liniile de transport, folosind programul POWER WORLD SIMULATOR versiunea 8.0.

Lucrarea poate fi dezvoltată prin stabilirea pe baza experienței de exploatare dobândite din aplicarea soluțiilor propse a unei strategii efective de eficientizare a funcționării RET. De asemenea problema trecerii alimentării SP la terțiarul AT poate fi încadrată într-o strategie mai amplă de eficientizare (optimizare tehnico-economică) a întregii rețele de transport.

ANEXE

ANEXA 1 – CURBE DE SARCINĂ ZILNICĂ ALE SP.

A 1.1. Puterile activă, reactivă – paliere orare obținute din măsurători SP, stația Timișoara, zilele 19-24.01.2005.

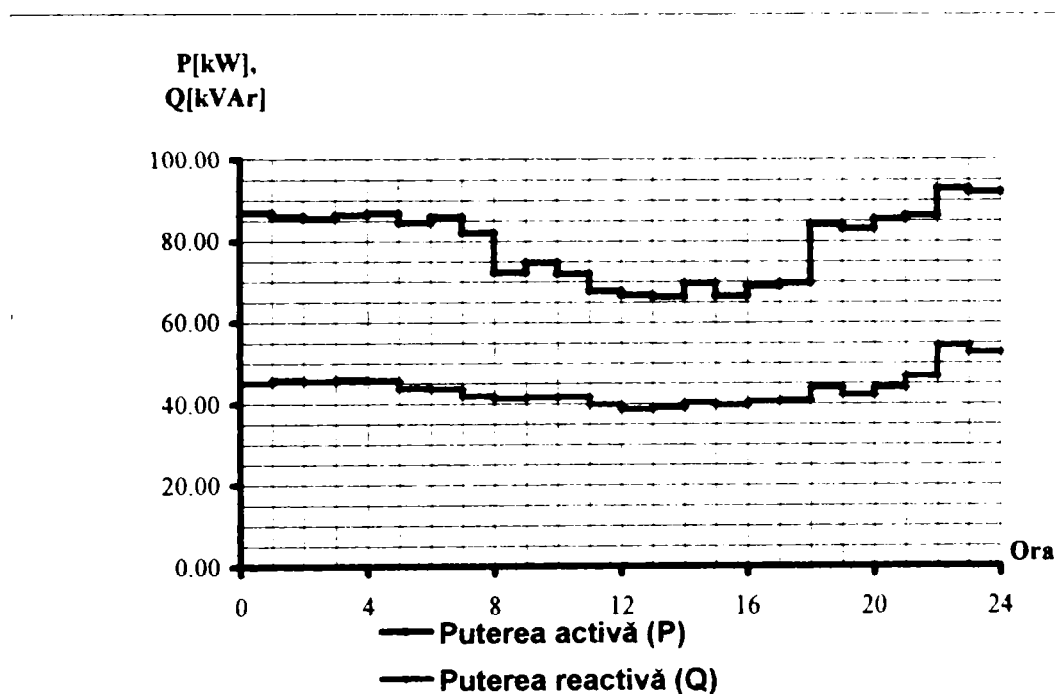


Fig. A.1. Puterile medii orare activă și reactivă pentru data de 19.01.2005.

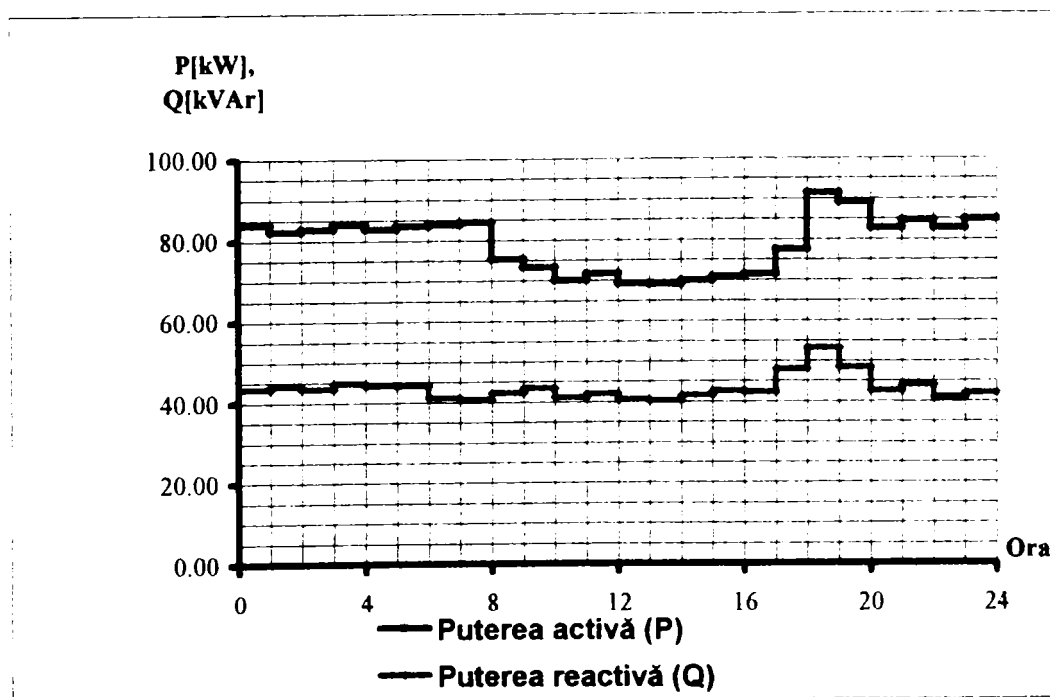


Fig. A.2. Puterile medii orare activă și reactivă pentru data de 20.01.2005.

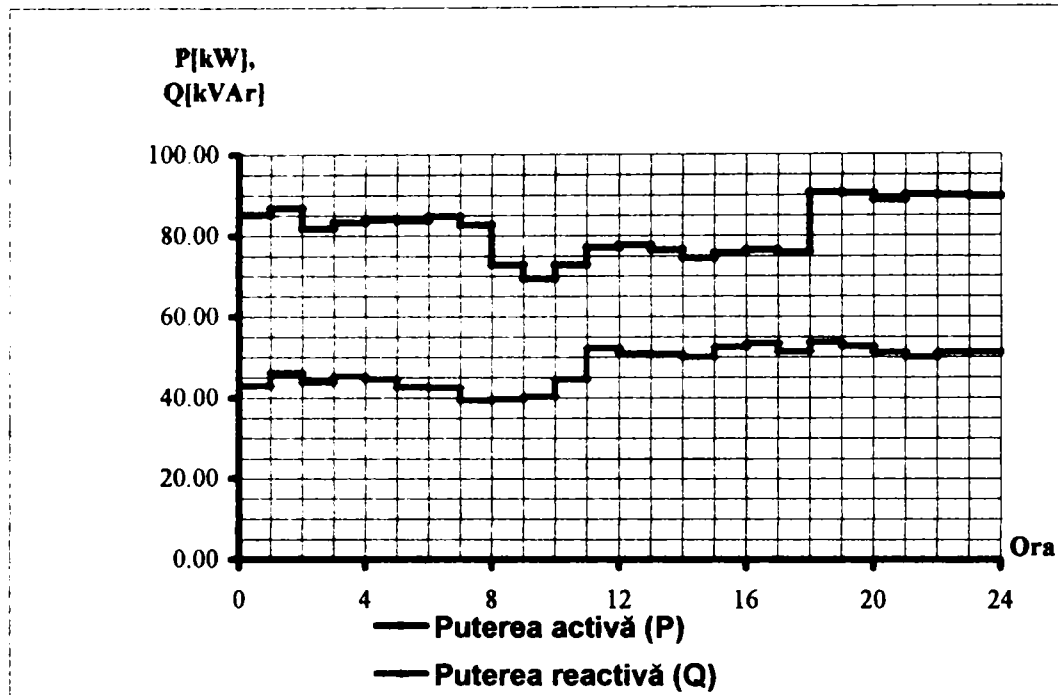


Fig. A.3. Puterile medii orare activă și reactivă pentru data de 21.01.2005.

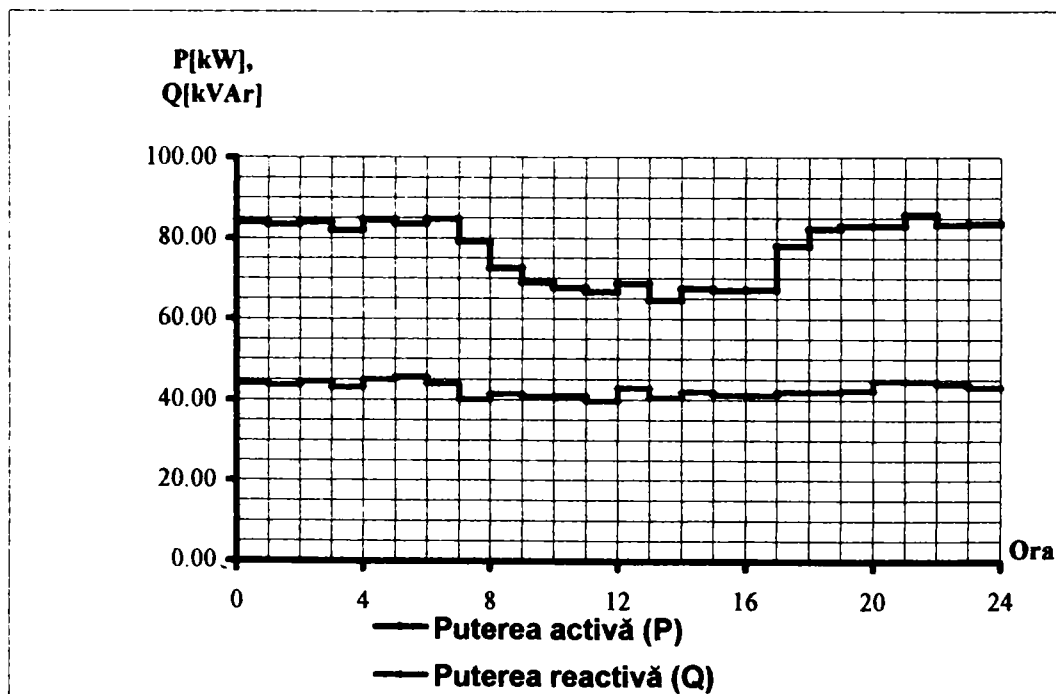


Fig. A.4. Puterile medii orare activă și reactivă pentru data de 22.01.2005.

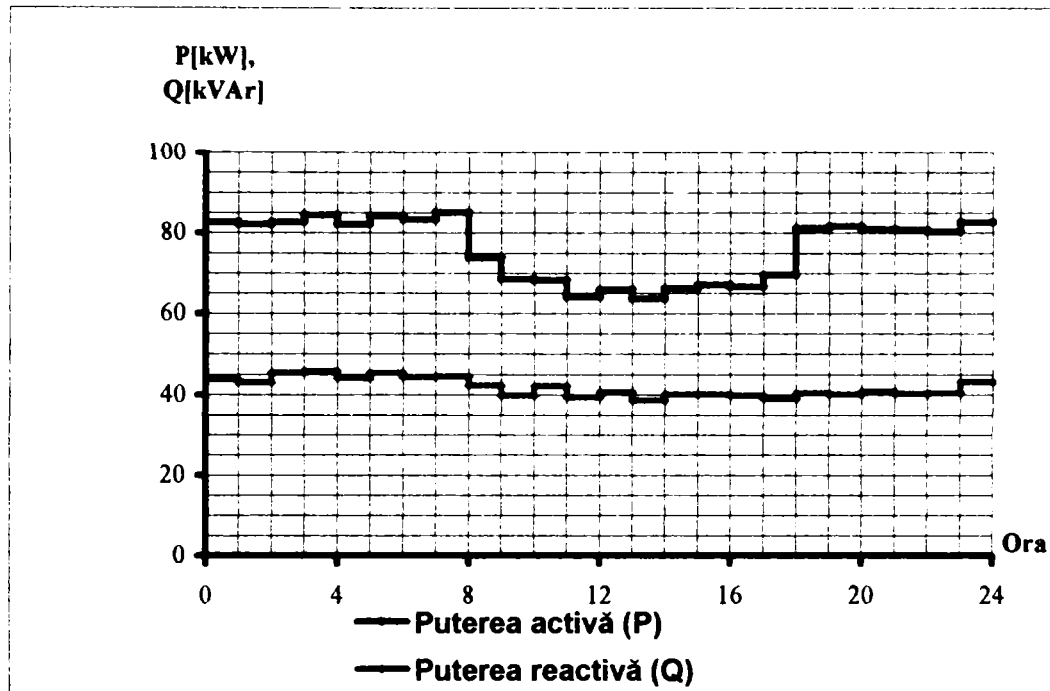


Fig. A.5. Puterile medii orare activă și reactivă pentru data de 23.01.2005.

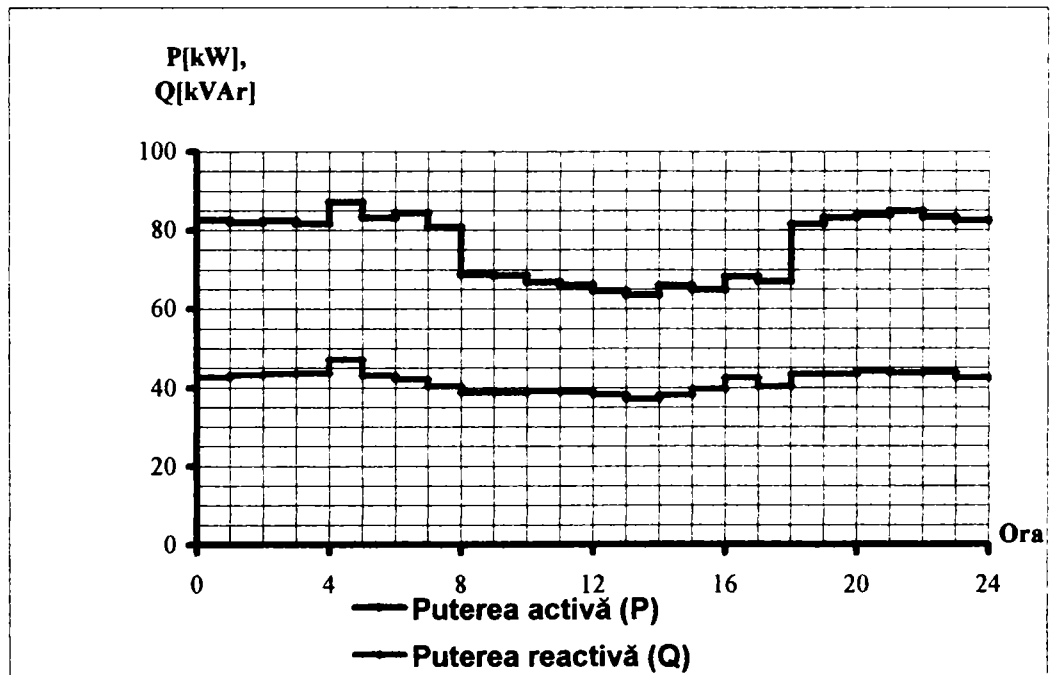


Fig. A.6. Puterile medii orare activă și reactivă pentru data de 24.01.2005.

A 1.2. Calculul indicatorilor curbelor de sarcină ale puterii activă, reactivă și aparentă, stația Timișoara zilele 19-24.01.2005.

a) 19.01.2005

Puterile medii zilnice:

P :=	kW	Q :=	kVAr	j := 1..24	$S_{j,1} := \sqrt{(P_{j,1})^2 + (Q_{j,1})^2} S =$	kVA																																																																									
							<table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">86.88</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">45.08</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">97.879</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">86.00</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">45.92</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">97.492</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">85.40</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">45.44</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">96.737</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">86.36</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">46.12</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">97.904</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">86.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">45.76</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">98.053</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">84.40</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.76</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">95.07</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">85.84</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.60</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">96.278</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.04</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.92</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">92.13</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">72.28</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.28</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.237</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">74.68</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.60</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">85.485</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">71.88</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.68</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.09</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">67.68</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">39.88</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">78.556</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">66.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">38.68</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">77.121</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">66.28</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">39.04</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">76.923</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">69.64</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">40.24</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">80.43</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">66.48</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">39.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">77.442</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">68.96</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">40.56</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">80.004</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">69.64</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">40.88</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">80.752</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.96</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.92</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">94.754</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.00</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">42.16</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.094</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">85.32</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.84</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">95.924</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">86.16</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">46.80</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">98.05</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">92.88</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">54.40</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">107.639</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">91.96</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">52.60</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">105.941</td> </tr> </table>	86.88	45.08	97.879	86.00	45.92	97.492	85.40	45.44	96.737	86.36	46.12	97.904	86.72	45.76	98.053	84.40	43.76	95.07	85.84	43.60	96.278	82.04	41.92	92.13	72.28	41.28	83.237	74.68	41.60	85.485	71.88	41.68	83.09	67.68	39.88	78.556	66.72	38.68	77.121	66.28	39.04	76.923	69.64	40.24	80.43	66.48	39.72	77.442	68.96	40.56	80.004	69.64	40.88	80.752	83.96	43.92	94.754	83.00	42.16	93.094	85.32	43.84	95.924	86.16	46.80	98.05	92.88	54.40	107.639	91.96	52.60	105.941
							86.88	45.08	97.879																																																																						
							86.00	45.92	97.492																																																																						
							85.40	45.44	96.737																																																																						
							86.36	46.12	97.904																																																																						
							86.72	45.76	98.053																																																																						
							84.40	43.76	95.07																																																																						
							85.84	43.60	96.278																																																																						
							82.04	41.92	92.13																																																																						
							72.28	41.28	83.237																																																																						
							74.68	41.60	85.485																																																																						
							71.88	41.68	83.09																																																																						
							67.68	39.88	78.556																																																																						
							66.72	38.68	77.121																																																																						
							66.28	39.04	76.923																																																																						
							69.64	40.24	80.43																																																																						
							66.48	39.72	77.442																																																																						
							68.96	40.56	80.004																																																																						
							69.64	40.88	80.752																																																																						
							83.96	43.92	94.754																																																																						
							83.00	42.16	93.094																																																																						
							85.32	43.84	95.924																																																																						
							86.16	46.80	98.05																																																																						
92.88	54.40	107.639																																																																													
91.96	52.60	105.941																																																																													

Puterile medii:

$$P_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{24} \quad P_{med} = 79.215 \text{ kW} \quad ; \quad Q_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{24} \quad Q_{med} = 43.537 \text{ kVAr} \quad ;$$

$$S_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{24} \quad S_{med} = 90.416 \text{ kVA}$$

Indicele (coeficientul) de aplatizare zilnică:

$$k_{Pzi} := \frac{P_{med}}{\max(P)} \quad k_{Pzi} = 0.853 \quad ; \quad k_{Qzi} := \frac{Q_{med}}{\max(Q)} \quad k_{Qzi} = 0.8 \quad ; \quad k_{Szi} := \frac{S_{med}}{\max(S)} \quad k_{Szi} = 0.84$$

Durata de utilizare a puterii maxime zilnice:

$$T_u := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \quad T_u = 20.469 \text{ ore}$$

Timpul de pierderi zilnice:

$$\tau_P := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{\max(P)^2} \quad \tau_P = 17.67 \text{ ore}; \quad \tau_Q := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{\max(Q)^2} \quad \tau_Q = 15.49 \text{ ore}; \quad \tau_S := \frac{\sum_{i=1}^{24} (S_{i,1})^2}{\max(S)^2} \quad \tau_S = 17.113 \text{ ore}$$

Factorul de putere mediu zilnic:

$$k_{\text{med}} := \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\left(\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}\right)^2}{\left(\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}\right)^2}}} \quad k_{\text{med}} = 0.482$$

Factorul de putere maxim zilnic:

$$k_{\text{max}} := \frac{\max(P)}{\sqrt{\max(P)^2 + \max(Q)^2}} \quad k_{\text{max}} = 0.863$$

Puterea activa medie patratica:

$$P_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{24} \quad P_{\text{mediupatrat}} = 6351.281 \text{ kW}^2$$

Puterea reactiva medie patratica:

$$Q_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{24} \quad Q_{\text{mediupatrat}} = 1910.013 \text{ kVAR}^2$$

Factorul de forma:

$$k_F := \frac{P_{\text{mediupatrat}}}{P_{\text{med}}} \quad k_F = 80.178$$

Coeficientul de variatie al puterii active:

$$c_p := \frac{\sqrt{P_{\text{mediupatrat}} - P_{\text{med}}^2}}{P_{\text{med}}} \quad c_p = 0.11$$

Coeficientul de variație al puterii reactive:

$$c_q := \frac{\sqrt{Q_{\text{mediu}}^2 - Q_{\text{med}}^2}}{Q_{\text{med}}} \quad c_q = 0.088$$

Calculul timpului de pierderi:

$$T_{\text{maxP}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \cdot 365 \quad ; \quad T_{\text{maxS}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{\max(S)} \cdot 365 \quad ; \quad T_{\text{maxQ}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{\max(Q)} \cdot 365$$

$$\alpha_P := \frac{\min(P)}{\max(P)} \quad ; \quad \alpha_Q := \frac{\min(Q)}{\max(Q)} \quad ; \quad \alpha_S := \frac{\min(S)}{\max(S)}$$

Relatii de calcul:

Wolf

$$\begin{aligned} \tau &:= k_{Pz} \quad ; \quad \tau = 0.853 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 20.469 \\ \tau &:= k_{Pzi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.727 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 17.457 \\ \tau &:= k_{Qz} \quad ; \quad \tau = 0.8 \quad ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_Q = 19.207 \\ \tau &:= k_{Qzi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.64 \quad ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_Q = 15.372 \\ \tau &:= k_{Sz} \quad ; \quad \tau = 0.84 \quad ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_S = 20.16 \\ \tau &:= k_{Szi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.706 \quad ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_S = 16.934 \end{aligned}$$

Ileck si Rohn

$$\begin{aligned} \tau &:= \frac{k_{Pzi}}{2 - k_{Pzi}} \quad ; \quad \tau = 0.743 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 17.844 \\ \tau &:= \frac{k_{Qzi}}{2 - k_{Qzi}} \quad ; \quad \tau = 0.667 \quad ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_Q = 16.01 \\ \tau &:= \frac{k_{Szi}}{2 - k_{Szi}} \quad ; \quad \tau = 0.724 \quad ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_S = 17.379 \end{aligned}$$

Langrehen

$$\begin{aligned} \tau &:= k_{Pzi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.775 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.605 \\ \tau &:= k_{Qzi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.7 \quad ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_Q = 16.804 \\ \tau &:= k_{Szi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.757 \quad ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_S = 18.157 \end{aligned}$$

Kezevic

$$\begin{aligned} \tau &:= \left(0.124 + T_{\text{maxP}} \cdot 10^{-4}\right)^2 \quad ; \quad \tau = 0.759 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.212 \\ \tau &:= \left(0.124 + T_{\text{maxQ}} \cdot 10^{-4}\right)^2 \quad ; \quad \tau = 0.681 \quad ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_Q = 16.338 \\ \tau &:= \left(0.124 + T_{\text{maxS}} \cdot 10^{-4}\right)^2 \quad ; \quad \tau = 0.739 \quad ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_S = 17.744 \end{aligned}$$

Iansen

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{Pzi} + k_{Pzi}^2) \quad ; \quad \tau = 0.79 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.963$$

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{Qzi} + k_{Qzi}^2) ; \quad \tau = 0.72 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 17.29$$

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{Szi} + k_{Szi}^2) ; \quad \tau = 0.773 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 18.547$$

Militaru

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{Pzi}^2 + \alpha_P \cdot k_{Pzi} + k_{Pzi} - \alpha_P) ; \quad \tau = 0.738 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 17.703$$

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{Qzi}^2 + \alpha_Q \cdot k_{Qzi} + k_{Qzi} - \alpha_Q) ; \quad \tau = 0.649 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 15.586$$

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{Szi}^2 + \alpha_S \cdot k_{Szi} + k_{Szi} - \alpha_S) ; \quad \tau = 0.716 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 17.175$$

RGE

$$\tau := k_{Pzi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{Pzi})^2 ; \quad \tau = 0.77 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 18.472$$

$$\tau := k_{Pzi} \sqrt{k_{Pz}} ; \quad \tau = 0.788 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 18.903$$

$$\tau := k_{Qzi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{Qzi})^2 ; \quad \tau = 0.695 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 16.688$$

$$\tau := k_{Qzi} \sqrt{k_{Qz}} ; \quad \tau = 0.716 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 17.183$$

$$\tau := k_{Szi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{Szi})^2 ; \quad \tau = 0.751 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 18.026$$

$$\tau := k_{Szi} \sqrt{k_{Sz}} ; \quad \tau = 0.77 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 18.477$$

VDEW

$$\tau := 0.17 k_{Pzi} + 0.83 k_{Pzi}^2 ; \quad \tau = 0.749 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 17.969$$

$$\tau := 0.17 k_{Qzi} + 0.83 k_{Qzi}^2 ; \quad \tau = 0.668 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 16.024$$

$$\tau := 0.17 k_{Szi} + 0.83 k_{Szi}^2 ; \quad \tau = 0.728 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 17.483$$

UCTE

$$\tau := 0.7 \cdot k_{Pzi}^2 + 0.3 \cdot k_{Pzi} ; \quad \tau = 0.765 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 18.361$$

$$\tau := 0.7 \cdot k_{Qzi}^2 + 0.3 \cdot k_{Qz} ; \quad \tau = 0.688 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 16.522$$

$$\tau := 0.7 \cdot k_{Szi}^2 + 0.3 \cdot k_{Szi} ; \quad \tau = 0.746 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 17.902$$

American Public As.

$$\tau := 0.85 k_{Pzi}^2 + 0.15 \cdot k_{Pzi} ; \quad \tau = 0.746 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 17.909$$

$$\tau := 0.8 k_{Pzi}^2 + 0.2 \cdot k_{Pzi} ; \quad \tau = 0.752 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_P = 18.06$$

$$\tau := 0.85 k_{Qzi}^2 + 0.15 \cdot k_{Qzi} ; \quad \tau = 0.664 ; \quad \tau_Q := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 15.947$$

$$\tau := 0.8 k_{Qzi}^2 + 0.2 \cdot k_{Qz} ; \quad \tau = 0.672 ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_Q = 15.947$$

$$\tau := 0.85 k_{Szi}^2 + 0.15 \cdot k_{Szi} ; \quad \tau = 0.726 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 17.418$$

$$\tau := 0.8 k_{Szi}^2 + 0.2 \cdot k_{Sz} ; \quad \tau = 0.732 ; \quad \tau_S := \tau \cdot 24 ; \quad \tau_S = 17.579$$

b) 20.01.2005

Puterile medii zilnice:

P :=	kW	Q :=	kVAr	$j := 1..24$	$S_{j,1} := \sqrt{(P_{j,1})^2 + (Q_{j,1})^2}$	S =	kVA																																																																									
								<table border="0" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.92</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.48</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">94.515</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.2</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">44.24</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.349</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.84</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.44</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.539</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.96</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">44.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">95.127</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.8</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">44.24</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.878</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.56</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">44.16</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">94.511</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.8</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.12</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.345</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">84.52</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">40.76</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.835</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">75.36</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">42.28</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">86.41</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">73.28</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">43.44</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">85.188</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">70</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.12</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">81.184</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">71.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">42.04</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">83.133</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">69.12</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">40.52</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">80.121</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">69</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">40.28</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">79.897</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">69.92</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.56</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">81.339</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">70.84</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">42.64</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.683</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">71.32</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">42.32</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.931</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">77.44</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">47.96</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">91.089</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">91.44</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">53.16</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">105.77</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">89.12</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">48.36</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">101.396</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">42.64</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">93.063</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">84.56</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">44.04</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">95.341</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">82.72</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">92.323</td> </tr> <tr> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">84.92</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">41.96</td> <td style="border: 1px solid black; padding: 2px;">94.721</td> </tr> </table>	83.92	43.48	94.515	82.2	44.24	93.349	82.84	43.44	93.539	83.96	44.72	95.127	82.8	44.24	93.878	83.56	44.16	94.511	83.8	41.12	93.345	84.52	40.76	93.835	75.36	42.28	86.41	73.28	43.44	85.188	70	41.12	81.184	71.72	42.04	83.133	69.12	40.52	80.121	69	40.28	79.897	69.92	41.56	81.339	70.84	42.64	82.683	71.32	42.32	82.931	77.44	47.96	91.089	91.44	53.16	105.77	89.12	48.36	101.396	82.72	42.64	93.063	84.56	44.04	95.341	82.72	41	92.323	84.92	41.96	94.721
								83.92	43.48	94.515																																																																						
								82.2	44.24	93.349																																																																						
								82.84	43.44	93.539																																																																						
								83.96	44.72	95.127																																																																						
								82.8	44.24	93.878																																																																						
								83.56	44.16	94.511																																																																						
								83.8	41.12	93.345																																																																						
								84.52	40.76	93.835																																																																						
								75.36	42.28	86.41																																																																						
								73.28	43.44	85.188																																																																						
								70	41.12	81.184																																																																						
								71.72	42.04	83.133																																																																						
								69.12	40.52	80.121																																																																						
								69	40.28	79.897																																																																						
								69.92	41.56	81.339																																																																						
								70.84	42.64	82.683																																																																						
								71.32	42.32	82.931																																																																						
								77.44	47.96	91.089																																																																						
								91.44	53.16	105.77																																																																						
								89.12	48.36	101.396																																																																						
								82.72	42.64	93.063																																																																						
								84.56	44.04	95.341																																																																						
82.72	41	92.323																																																																														
84.92	41.96	94.721																																																																														

Puterile medii:

$$P_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{24} \quad P_{med} = 79.212 \text{ kW} \quad ; \quad Q_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{24} \quad Q_{med} = 43.395 \text{ kVAr}$$

$$S_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{24} \quad S_{med} = 90.362 \text{ kVA}$$

Indicele (coeficientul) de aplatizare zilnica:

$$k_{zi} := \frac{S_{med}}{\max(S)} \quad k_{zi} = 0.854$$

Durata de utilizare a puterii maxime zilnice:

$$T_u := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \quad T_u = 20.79 \text{ ore}$$

Timpul de pierderi zilnice:

$$\tau_P := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{\max(P)^2} \quad \tau_P = 18.142 \text{ ore} ; \quad \tau_Q := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{\max(Q)^2} \quad \tau_Q = 16.062 \text{ ore} ; \quad \tau_S := \frac{\sum_{i=1}^{24} (S_{i,1})^2}{\max(S)^2} \quad \tau_S = 17.616 \text{ ore}$$

Factorul de putere mediu zilnic:

$$k_{\text{med}} := \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\left(\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}\right)^2}{\left(\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}\right)^2}}} \quad k_{\text{med}} = 0.48$$

Factorul de putere maxim zilnic:

$$k_{\text{max}} := \frac{\max(P)}{\sqrt{\max(P)^2 + \max(Q)^2}} \quad k_{\text{max}} = 0.865$$

Puterea activa medie patratica:

$$P_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{24} \quad P_{\text{mediupatrat}} = 6320.334 \text{ kW}^2$$

Puterea reactiva medie patratica:

$$Q_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{24} \quad Q_{\text{mediupatrat}} = 1891.328 \text{ kVAR}^2$$

Factorul de forma:

$$k_F := \frac{P_{\text{mediupatrat}}}{P_{\text{med}}} \quad k_F = 79.79$$

Coefficientul de variatie al puterii active:

$$c_p := \frac{\sqrt{P_{\text{mediupatrat}} - P_{\text{med}}^2}}{P_{\text{med}}} \quad c_p = 0.085$$

UNIV. "POLITEHNICA"
TIMIȘOARA
BIBLIOTECA CENTRALA

Coefficientul de variație al puterii reactive:

$$c_q := \frac{\sqrt{Q_{\text{mediu}}^2 - Q_{\text{med}}^2}}{Q_{\text{med}}} \quad c_q = 0.066$$

Calculul timpului de pierderi:

Relatii de calcul

$$T_{\text{max}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{\max(S)} \cdot 365 \quad \alpha := \frac{\min(S)}{\max(S)}$$

Wolf

$$\tau := k_z \quad ; \quad \tau = 0.854 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 20.504$$

$$\tau := k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.73 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 17.517$$

Ileck si Rohn

$$\tau := \frac{k_{zi}}{2 - k_{zi}} \quad ; \quad \tau = 0.746 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 17.897$$

Langrehen

$$\tau := k_{zi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.777 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.656$$

Kezevici

$$\tau := (0.124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \quad ; \quad \tau = 0.761 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.266$$

Iansen

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi} + k_{zi}^2) \quad ; \quad \tau = 0.792 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 19.01$$

Militaru

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi}^2 + \alpha \cdot k_{zi} + k_{zi} - \alpha) \quad ; \quad \tau = 0.737 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 17.69$$

RGE

$$\tau := k_{zi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{zi})^2 \quad ; \quad \tau = 0.772 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.523$$

$$\tau := k_{zi} \sqrt{k_z} \quad ; \quad \tau = 0.79 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.952$$

VDEW

$$\tau := 0.17 k_{zi} + 0.83 k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.751 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.025$$

UCTE

$$\tau := 0.7 k_{zi}^2 + 0.3 k_z \quad ; \quad \tau = 0.767 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.413$$

American Public As.

$$\tau := 0.85 k_{zi}^2 + 0.15 k_z \quad ; \quad \tau = 0.749 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 17.965$$

$$\tau := 0.8 k_{zi}^2 + 0.2 k_z \quad ; \quad \tau = 0.755 \quad ; \quad \tau_P := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_P = 18.114$$

c) 21.01.2005

Puterile medii zilnice:

P :=	85.04 86.76 81.64 83.24 83.92 83.68 84.72 82.64 72.68 69.36 72.72 76.96 77.64 76.4 74.28 75.72 76.4 75.88 90.52 90.32 88.6 89.96 89.84 89.48	kW	Q :=	42.92 46.2 43.76 45.28 44.52 42.64 42.44 39.4 39.68 40.24 44.52 52.24 50.84 50.76 50 52.52 53.36 51.36 53.68 52.68 51.2 49.96 51.16 51.12	kVAr	$j := 1..24$	$S_{j,1} := \sqrt{(P_{j,1})^2 + (Q_{j,1})^2}$	S =	95.257 98.294 92.628 94.759 94.998 93.918 94.756 91.552 82.806 80.188 85.266 93.015 92.804 91.725 89.541 92.151 93.189 91.628 105.24 104.56 102.33 102.902 103.386 103.053	kVA
------	---	----	------	--	------	--------------	---	-----	---	-----

Puterile medii:

$$P_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{24} \quad P_{med} = 81.6 \text{ kW} \quad ; \quad Q_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{24} \quad Q_{med} = 47.603 \text{ kVAr}$$

$$S_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{24} \quad S_{med} = 94.581 \text{ kVA}$$

Indicele (coeficientul) de aplatizare zilnica:

$$k_{zi} := \frac{S_{med}}{\max(S)} \quad k_{zi} = 0.899$$

Durata de utilizare a puterii maxime zilnice:

$$T_u := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \quad T_u = 21.635 \text{ ore}$$

Timpul de pierderi zilnice:

$$\tau_P := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{\max(P)^2} \quad \tau_P = 19.623 \text{ ore} ; \quad \tau_Q := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{\max(Q)^2} \quad \tau_Q = 19.056 \text{ ore} ; \quad \tau_S := \frac{\sum_{i=1}^{24} (S_{i,1})^2}{\max(S)^2} \quad \tau_S = 19.476 \text{ ore}$$

Factorul de putere mediu zilnic:

$$k_{\text{med}} := \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\left(\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}\right)^2}{\left(\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}\right)^2}}} \quad k_{\text{med}} = 0.504$$

Factorul de putere maxim zilnic:

$$k_{\text{max}} := \frac{\max(P)}{\sqrt{\max(P)^2 + \max(Q)^2}} \quad k_{\text{max}} = 0.86$$

Puterea activa medie patratica:

$$P_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{24} \quad P_{\text{mediupatrat}} = 6699.667 \text{ kW}^2$$

Puterea reactiva medie patratica:

$$Q_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{24} \quad Q_{\text{mediupatrat}} = 2287.91 \text{ kVAr}^2$$

Factorul de forma:

$$k_F := \frac{P_{\text{mediupatrat}}}{P_{\text{med}}} \quad k_F = 82.104$$

Coeficientul de variatie al puterii active:

$$c_p := \frac{\sqrt{P_{\text{mediupatrat}} - P_{\text{med}}^2}}{P_{\text{med}}} \quad c_p = 0.079$$

Coeficientul de variație al puterii reactive:

$$c_q := \frac{\sqrt{Q_{\text{mediu}}^2 - Q_{\text{med}}^2}}{Q_{\text{med}}} \quad c_q = 0.098$$

Calculul timpului de pierderi:

Relatii de calcul:

$$T_{\text{max}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{\max(S)} \cdot 365 \quad \alpha := \frac{\min(S)}{\max(S)}$$

Wolf

$$\tau := k_z \quad ; \quad \tau = 0.899 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 21.569$$

$$\tau := k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.808 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.385$$

Ileck si Rohn

$$\tau := \frac{k_{zi}}{2 - k_{zi}} \quad ; \quad \tau = 0.816 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.586$$

Langrehen

$$\tau := k_{zi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.843 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.231$$

Kezevici

$$\tau := (0.124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \quad ; \quad \tau = 0.83 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.93$$

Iansen

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi} + k_{zi}^2) \quad ; \quad \tau = 0.853 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.477$$

Militaru

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi}^2 + \alpha \cdot k_{zi} + k_{zi} - \alpha) \quad ; \quad \tau = 0.815 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.551$$

RGE

$$\tau := k_{zi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{zi})^2 \quad ; \quad \tau = 0.838 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.109$$

$$\tau := k_{zi} \cdot \sqrt{k_z} \quad ; \quad \tau = 0.852 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.448$$

VDEW

$$\tau := 0.17 k_{zi} + 0.83 k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.823 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.756$$

UCTE

$$\tau := 0.7 k_{zi}^2 + 0.3 k_z \quad ; \quad \tau = 0.835 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.04$$

American Public As.

$$\tau := 0.85 k_{zi}^2 + 0.15 k_z \quad ; \quad \tau = 0.821 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.712$$

$$\tau := 0.8 k_{zi}^2 + 0.2 k_z \quad ; \quad \tau = 0.826 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.822$$

d) 22.01.2005

Puterile medii zilnice:

P :=	83.96	kW	Q :=	44.12	kVAr	$j := 1..24$	$S_{j,1} := \sqrt{(P_{j,1})^2 + (Q_{j,1})^2}$	S =	94.846	kVA
	83.4			43.6					94.109	
	84			44.52					95.069	
	81.88			42.96					92.466	
	84.56			44.92					95.751	
	83.56			45.6					95.193	
	84.68			43.84					95.355	
	78.96			40.04					88.532	
	72.6			41.44					83.594	
	69.04			40.84					80.215	
	67.68			40.96					79.109	
	66.64			39.6					77.518	
	68.72			42.84					80.98	
	64.64			40.48					76.269	
	67.52			42					79.517	
	67.08			41.16					78.701	
	67.28			41.12					78.851	
	77.96			42.04					88.573	
	82.4			42					92.487	
	83.04			42.24					93.166	
	83.04			44.64					94.278	
	85.84			44.68					96.772	
	83.36			43.84					94.185	
	83.76			43.16					94.226	

Puterile medii

$$P_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{24} \quad P_{med} = 77.317 \quad \text{kW} \quad ; \quad Q_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{24} \quad Q_{med} = 42.610 \quad \text{kVAr}$$

$$S_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{24} \quad S_{med} = 88.323 \quad \text{kVA}$$

Indicele (coeficientul) de aplatizare zilnica:

$$k_{zi} := \frac{S_{med}}{\max(S)} \quad k_{zi} = 0.913$$

Durata de utilizare a puterii maxime zilnice:

$$T_u := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \quad T_u = 21.617 \text{ ore}$$

Timpu de pierderi zilnice:

$$\tau_P := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{\max(P)^2} \quad \tau_P = 19.657 \text{ ore} ; \quad \tau_Q := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{\max(Q)^2} \quad \tau_Q = 20.988 \text{ ore} ; \quad \tau_S := \frac{\sum_{i=1}^{24} (S_{i,1})^2}{\max(S)^2} \quad \tau_S = 20.126 \text{ ore}$$

Factorul de putere mediu zilnic:

$$k_{\text{med}} := \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\left(\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}\right)^2}{\left(\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}\right)^2}}} \quad k_{\text{med}} = 0.483$$

Factorul de putere maxim zilnic:

$$k_{\text{max}} := \frac{\max(P)}{\sqrt{\max(P)^2 + \max(Q)^2}} \quad k_{\text{max}} = 0.883$$

Puterea activa medie patratica:

$$P_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{24} \quad P_{\text{mediupatrat}} = 6034.998 \text{ kW}^2$$

Puterea reactiva medie patratica:

$$Q_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{24} \quad Q_{\text{mediupatrat}} = 1818.364 \text{ kVA}^2$$

Factorul de forma:

$$k_F := \frac{P_{\text{mediupatrat}}}{P_{\text{med}}} \quad k_F = 78.056$$

Coeficientul de variatie al puterii active:

$$c_p := \frac{\sqrt{P_{\text{mediupatrat}} - P_{\text{med}}^2}}{P_{\text{med}}} \quad c_p = 0.098$$

Coeficientul de variație al puterii reactive:

$$c_q := \frac{\sqrt{Q_{\text{mediu}}^2 - Q_{\text{med}}^2}}{Q_{\text{med}}} \quad c_q = 0.039$$

Calculul timpului de pierderi:

Relatii de calcul:

$$T_{\text{max}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{\max(S)} \cdot 365 \quad \alpha := \frac{\min(S)}{\max(S)}$$

Wolf

$$\tau := k_z \quad ; \quad \tau = 0.913 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 21.905$$

$$\tau := k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.833 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.992$$

Ileck si Rohn

$$\tau := \frac{k_{zi}}{2 - k_{zi}} \quad ; \quad \tau = 0.839 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.146$$

Langrehen

$$\tau := k_{zi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.864 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.736$$

Kezevici

$$\tau := (0.124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \quad ; \quad \tau = 0.853 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.469$$

Iansen

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi} + k_{zi}^2) \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau = 0.873 \quad ; \quad \tau_p = 20.949$$

Militaru

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi}^2 + \alpha \cdot k_{zi} + k_{zi} - \alpha) \quad ; \quad \tau = 0.838 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.123$$

RGE

$$\tau := k_{zi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{zi})^2 \quad ; \quad \tau = 0.859 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.624$$

$$\tau := k_{zi} \sqrt{k_z} \quad ; \quad \tau = 0.872 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.927$$

VDEW

$$\tau := 0.17 k_{zi} + 0.83 k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.847 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.317$$

UCTE

$$\tau := 0.7 k_{zi}^2 + 0.3 k_z \quad ; \quad \tau = 0.857 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.566$$

American Public As.

$$\tau := 0.85 k_{zi}^2 + 0.15 k_z \quad ; \quad \tau = 0.845 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.279$$

$$\tau := 0.8 k_{zi}^2 + 0.2 k_z \quad ; \quad \tau = 0.849 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 20.375$$

e) 23.01.2005

Puterile medii zilnice:

$P :=$	82.68	$Q :=$	43.8	$j := 1..24$	$S_{j,1} := \sqrt{(P_{j,1})^2 + (Q_{j,1})^2}$	$S =$	93.565	kVA
	82.12		43				92.697	
	82.64		45.32				94.251	
	84.48		45.88				96.135	
	82.04		44.12				93.151	
	84.12		45.36				95.57	
	83.2		44.32				94.268	
	85.04		44.48				95.97	
	73.8		42.28				85.053	
	68.64		39.76				79.324	
	68.32		42.08				80.239	
	64.12		39.36				75.237	
	66		40.72				77.551	
	63.68		38.56				74.445	
	66.2		40.08				77.388	
	67.12		40.16				78.217	
	66.72		39.84				77.71	
	69.56		39.08				79.786	
	81.2		40.44				90.713	
	81.6		40.08				90.912	
	80.92		40.88				90.66	
	80.72		40.28				90.212	
	80.28		40.36				89.854	
	82.72		43.24				93.34	

Puterile medii

$$P_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{24} \quad P_{med} = 76.163 \quad \text{kW} \quad ; \quad Q_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{24} \quad Q_{med} = 41.812 \quad \text{kVAr}$$

$$S_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{24} \quad S_{med} = 86.927 \quad \text{kVA}$$

Indicele (coeficientul) de aplatizare zilnica:

$$k_{zi} := \frac{S_{med}}{\max(S)} \quad k_{zi} = 0.904$$

Durata de utilizare a puterii maxime zilnice:

$$T_u := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \quad T_u = 21.495 \text{ ore}$$

Timpul de pierderi zilnice:

$$\tau_P := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{\max(P)^2} \quad \tau_P = 19.447 \text{ ore}; \quad \tau_Q := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{\max(Q)^2} \quad \tau_Q = 19.988 \text{ ore}; \quad \tau_S := \frac{\sum_{i=1}^{24} (S_{i,1})^2}{\max(S)^2} \quad \tau_S = 19.77 \text{ ore}$$

Factorul de putere mediu zilnic:

$$k_{\text{med}} := \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\left(\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}\right)^2}{\left(\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}\right)^2}}} \quad k_{\text{med}} = 0.481$$

Factorul de putere maxim zilnic:

$$k_{\text{max}} := \frac{\max(P)}{\sqrt{\max(P)^2 + \max(Q)^2}} \quad k_{\text{max}} = 0.88$$

Puterea activa medie patratica:

$$P_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{24} \quad P_{\text{mediupatrat}} = 5859.819 \text{ kW}^2$$

Puterea reactiva medie patratica:

$$Q_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{24} \quad Q_{\text{mediupatrat}} = 1753.097 \text{ kVAR}^2$$

Factorul de forma:

$$k_F := \frac{P_{\text{mediupatrat}}}{P_{\text{med}}} \quad k_F = 76.938$$

Coefficientul de variatie al puterii active:

$$c_p := \frac{\sqrt{P_{\text{mediupatrat}} - P_{\text{med}}^2}}{P_{\text{med}}} \quad c_p = 0.101$$

Coefficientul de variație al puterii reactive:

$$c_q := \frac{\sqrt{Q_{\text{mediu}}^2 - Q_{\text{med}}^2}}{Q_{\text{med}}} \quad c_q = 0.053$$

Calculul timpului de pierderi:

Relatii de calcul:

$$T_{\text{max}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{\max(S)} \cdot 365 \quad ; \quad \alpha := \frac{\min(S)}{\max(S)}$$

Wolf

$$\tau := k_z \quad ; \quad \tau = 0.904 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 21.701$$

$$\tau := k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.818 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 19.623$$

Ileck si Rohn

$$\tau := \frac{k_{zi}}{2 - k_{zi}} \quad ; \quad \tau = 0.825 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 19.805$$

Langrehen

$$\tau := k_{zi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.851 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.429$$

Kezevici

$$\tau := (0.124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \quad ; \quad \tau = 0.839 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.142$$

Iansen

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi}^2 + k_{zi}^2) \quad ; \quad \tau = 0.861 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.662$$

Militaru

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi}^2 + \alpha \cdot k_{zi} + k_{zi} - \alpha) \quad ; \quad \tau = 0.824 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 19.772$$

RGE

$$\tau := k_{zi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{zi})^2 \quad ; \quad \tau = 0.846 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.311$$

$$\tau := k_{zi} \sqrt{k_z} \quad ; \quad \tau = 0.86 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.636$$

VDEW

$$\tau := 0.17 k_{zi} + 0.83 k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.832 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 19.976$$

UCTE

$$\tau := 0.7 k_{zi}^2 + 0.3 k_z \quad ; \quad \tau = 0.844 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.246$$

American Public As.

$$\tau := 0.85 k_{zi}^2 + 0.15 k_z \quad ; \quad \tau = 0.831 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 19.935$$

$$\tau := 0.8 k_{zi}^2 + 0.2 k_z \quad ; \quad \tau = 0.835 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 2^4 \quad ; \quad \tau_p = 20.039$$

f) 24.01.2005

Puterile medii zilnice:

P :=	kW	Q :=	kVAr	$j := 1..24$	$S_{j,1} := \sqrt{(P_{j,1})^2 + (Q_{j,1})^2}$	S =	kVA			
								82.56	42.6	92.903
								81.92	43.24	92.631
								82.4	43.6	93.224
								81.68	43.72	92.645
								87.04	47.16	98.995
								83.12	43.12	93.639
								84.32	42.12	94.255
								80.84	40.4	90.373
								68.84	38.68	78.963
								68.44	38.8	78.673
								66.88	39.12	77.481
								66.08	38.84	76.649
								64.56	38.28	75.056
								63.44	37.16	73.522
								65.92	38.08	76.128
								64.8	39.64	75.963
								68.24	42.52	80.403
								67.04	40.2	78.169
								81.48	43.44	92.336
								83.24	43.4	93.875
								83.72	44.12	94.634
								84.84	43.68	95.424
								83.36	43.8	94.166
82.48	42.52	92.795								

Puterile medii

$$P_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{24} \quad P_{med} = 76.135 \quad \text{kW} \quad ; \quad Q_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}}{24} \quad Q_{med} = 41.593 \quad \text{kVAr}$$

$$S_{med} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{24} \quad S_{med} = 86.788 \quad \text{kVA}$$

Indicele (coeficientul) de aplatizare zilnica:

$$k_{zi} := \frac{S_{med}}{\max(S)} \quad k_{zi} = 0.877$$

Durata de utilizare a puterii maxime zilnice:

$$T_u := \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}}{\max(P)} \quad T_u = 20.993 \text{ ore}$$

Timpul de pierderi zilnice:

$$\tau_P := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{\max(P)^2} \quad \tau_P = 18.585 \text{ ore} ; \quad \tau_Q := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{\max(Q)^2} \quad \tau_Q = 18.736 \text{ ore} ; \quad \tau_S := \frac{\sum_{i=1}^{24} (S_{i,1})^2}{\max(S)^2} \quad \tau_S = 18.619 \text{ ore}$$

Factorul de putere mediu zilnic:

$$k_{\text{med}} := \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{\left(\sum_{i=1}^{24} P_{i,1}\right)^2}{\left(\sum_{i=1}^{24} Q_{i,1}\right)^2}}} \quad k_{\text{med}} = 0.479$$

Factorul de putere maxim zilnic:

$$k_{\text{max}} := \frac{\max(P)}{\sqrt{\max(P)^2 + \max(Q)^2}} \quad k_{\text{max}} = 0.879$$

Puterea activa medie patratica:

$$P_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (P_{i,1})^2}{24} \quad P_{\text{mediupatrat}} = 5866.48 \text{ kW}^2$$

Puterea reactiva medie patratica:

$$Q_{\text{mediupatrat}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} (Q_{i,1})^2}{24} \quad Q_{\text{mediupatrat}} = 1736.256 \text{ kVA}^2$$

Factorul de forma:

$$k_F := \frac{P_{\text{mediupatrat}}}{P_{\text{med}}} \quad k_F = 77.054$$

Coefficientul de variatie al puterii active:

$$c_p := \frac{\sqrt{P_{\text{mediupatrat}} - P_{\text{med}}^2}}{P_{\text{med}}} \quad c_p = 0.11$$

Coefficientul de variație al puterii reactive:

$$c_q := \frac{\sqrt{Q_{\text{mediu}}^2 - Q_{\text{med}}^2}}{Q_{\text{med}}} \quad c_q = 0.06$$

Calculul timpului de pierderi:

Relatii de calcul:

$$T_{\text{max}} := \frac{\sum_{i=1}^{24} S_{i,1}}{\max(S)} \cdot 365 \quad ; \quad \alpha := \frac{\min(S)}{\max(S)}$$

Wolf

$$\tau := k_z \quad ; \quad \tau = 0.877 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 21.04$$

$$\tau := k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.769 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 18.446$$

Ileck si Rohn

$$\tau := \frac{k_{zi}}{2 - k_{zi}} \quad ; \quad \tau = 0.78 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 18.731$$

Langrehen

$$\tau := k_{zi}^{1.6} \quad ; \quad \tau = 0.81 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.443$$

Kezevici

$$\tau := (0.124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \quad ; \quad \tau = 0.796 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.095$$

Iansen

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi} + k_{zi}^2) \quad ; \quad \tau = 0.823 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.743$$

Militaru

$$\tau := \frac{1}{2} \cdot (k_{zi}^2 + \alpha \cdot k_{zi} + k_{zi} - \alpha) \quad ; \quad \tau = 0.777 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 18.644$$

RGE

$$\tau := k_{zi} \cdot (0.66 + 0.34 k_{zi})^2 \quad ; \quad \tau = 0.805 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.313$$

$$\tau := k_{zi} \cdot \sqrt{k_z} \quad ; \quad \tau = 0.821 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.701$$

VDEW

$$\tau := 0.17 k_{zi} + 0.83 k_{zi}^2 \quad ; \quad \tau = 0.787 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 18.887$$

UCTE

$$\tau := 0.7 k_{zi}^2 + 0.3 k_z \quad ; \quad \tau = 0.801 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 19.224$$

American Public As.

$$\tau := 0.85 k_{zi}^2 + 0.15 k_z \quad ; \quad \tau = 0.785 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 18.835$$

$$\tau := 0.8 k_{zi}^2 + 0.2 k_z \quad ; \quad \tau = 0.79 \quad ; \quad \tau_p := \tau \cdot 24 \quad ; \quad \tau_p = 18.965$$

A 1.3. Valorile timpilor de pierderi pentru curbele de sarcină zilnică folosind diferite relații de calcul.

Tabelul A.1. Valorile timpului de pierderi pentru puterea activă [h].

Data	19.01.2005	20.01.2005	21.01.2005	22.01.2005	23.01.2005	24.01.2005
Formula exacta	17.67	18.142	19.623	19.657	19.447	18.585
Wolf	20.469	20.79	21.635	21.617	21.495	20.993
	17.457	18.01	19.503	19.471	19.251	18.363
Ileck și Rohn	17.844	18.338	19.694	19.664	19.463	18.656
Langrehen	18.605	19.075	20.329	20.302	20.119	19.373
Kezevici	18.212	18.706	20.035	20.006	19.812	19.021
Iansen	18.963	19.4	20.569	20.544	20.373	19.678
Militaru	17.703	18.189	19.663	19.647	19.435	18.582
RGE	18.472	18.943	20.21	20.182	19.996	19.243
	18.903	19.35	20.541	20.516	20.342	19.634
VDEW	17.969	18.483	19.865	19.835	19.633	18.81
UCTE	18.361	18.844	20.143	20.114	19.924	19.152
American Public As.	17.909	18.427	19.823	19.793	19.588	18.757
	18.06	18.566	19.929	19.9	19.7	18.889

Tabelul A.2. Valorile timpului de pierderi pentru puterea reactivă [h].

Data	19.01.2005	20.01.2005	21.01.2005	22.01.2005	23.01.2005	24.01.2005
Formula exacta	15.49	16.062	19.056	20.988	19.988	18.736
Wolf	19.207	19.591	21.283	22.426	21.872	21.167
	15.372	15.993	18.874	20.956	19.932	18.669
Ileck și Rohn	16.01	16.551	19.119	21.046	20.09	18.656
Langrehen	16.804	17.345	19.803	21.532	20.687	19.63
Kezevici	16.338	16.898	19.476	21.322	20.416	19.293
Iansen	17.29	17.792	20.079	21.691	20.902	19.918
Militaru	15.586	16.122	19.081	21.008	20.008	18.802
RGE	16.688	17.221	19.676	21.438	20.573	19.502
	17.183	17.701	20.042	21.679	20.88	19.879
VDEW	16.024	16.604	19.283	21.206	20.262	19.093
UCTE	16.522	17.072	19.597	21.397	20.514	19.418
American Public As.	15.947	16.532	19.235	21.176	20.223	19.043
	16.139	16.712	19.356	21.25	20.32	19.168

Tabelul A.3. Valorile timpului de pierderi pentru puterea aparentă [h].

Data	19.01.2005	20.01.2005	21.01.2005	22.01.2005	23.01.2005	24.01.2005
Formula exacta	17.113	17.616	19.476	20.126	19.77	18.619
Wolf	20.16	20.504	21.569	21.905	21.495	21.04
	16.934	17.517	19.385	19.992	19.623	18.446
Ileck și Rohn	17.379	17.897	19.586	20.146	19.463	18.731
Langrehen	18.157	18.656	20.231	20.736	20.429	19.443
Kezevici	17.744	18.266	19.93	20.469	20.142	19.095
Iansen	18.547	19.01	20.477	20.949	20.662	19.743
Militaru	17.175	17.69	19.551	20.123	19.772	18.644
RGE	18.026	18.523	20.109	20.624	20.311	19.313
	18.477	18.952	20.448	20.927	20.636	19.701
VDEW	17.483	18.025	19.756	20.317	19.976	18.887
UCTE	17.902	18.413	20.04	20.566	20.246	19.224
American Public As.	17.418	17.965	19.712	20.279	19.935	18.835
	17.579	18.114	19.822	20.375	20.039	18.965

$$P_m := \frac{\sum_{k=1}^{24} P_{k,1}}{24} \quad P_m = 79.215$$

$$x := 1 \quad ; \quad k := 1..10 \quad ; \quad j := 1..24$$

Calculul erorilor

$$P_{calc,j} := P_m + \sum_{k=1}^1 A_k \cdot \sin\left(\frac{k \cdot \pi \cdot j}{12}\right) + \sum_{k=1}^1 B_k \cdot \cos\left(\frac{k \cdot \pi \cdot j}{12}\right) \quad ; \quad E_j := \left| \frac{P_j - P_{calc,j}}{P_j} \right| \cdot 100$$

$P_{calc} =$	(90.5599)	$E =$	(4.23566)
	90.6357		5.39039
	89.9332		5.30821
	88.5003		2.47831
	86.4345		0.32917
	83.8768		0.61987
	81.0014		5.63676
	78.0043		4.91925
	75.0896		3.88711
	72.4561		2.97791
	70.2832		2.22149
	68.719		1.53514
	67.8701		1.7237
	67.7943		2.28465
	68.4968		1.64161
	69.9297		5.18913
	71.9955		4.40176
	74.5532		7.0551
	77.4286		7.77919
	80.4257		3.10151
	83.3404		2.32021
	85.9739		0.21599
	88.1468		5.09603
	(89.711)		(2.44561)

A 1.5. Erorile realizate la sinteza curbelor de sarcină folosind primele 10 armonici.

Tabelul A.4 Valorile puterilor active folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 19.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Palier	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea
190.560	4.236	88.965	2.400	87.897	1.170	88.620	2.003	89.297	2.782	87.404	0.603	87.348	0.538	87.768	1.022	87.062	0.210	86.501	0.437	
290.636	5.390	88.119	2.463	86.529	0.615	86.630	0.733	85.872	0.149	85.008	1.153	84.866	1.318	85.371	0.731	85.875	0.146	86.065	0.076	
389.933	5.308	87.168	2.071	85.988	0.689	85.366	0.039	84.297	1.292	86.190	0.925	86.320	1.077	85.395	0.006	85.388	0.014	85.620	0.258	
488.500	2.478	86.229	0.152	86.149	0.244	85.426	1.082	85.631	0.844	86.494	0.155	86.569	0.242	86.989	0.729	86.495	0.156	85.904	0.529	
586.435	0.329	85.265	1.678	86.333	0.446	86.231	0.564	87.407	0.792	85.514	1.391	85.345	1.585	85.850	1.003	86.555	0.190	87.348	0.725	
683.877	0.620	84.122	0.329	85.712	1.555	86.334	2.291	86.738	2.770	85.874	1.747	85.886	1.761	84.961	0.665	84.458	0.069	83.676	0.858	
781.001	5.637	82.597	3.779	83.777	2.404	84.500	1.561	83.533	2.687	85.427	0.482	85.589	0.293	86.009	0.197	86.015	0.204	86.577	0.858	
878.004	4.919	80.522	1.851	80.601	1.754	80.702	1.630	79.798	2.732	80.662	1.680	80.566	1.797	81.071	1.182	81.565	0.579	81.374	0.812	
975.090	3.887	77.855	7.712	76.786	6.235	76.165	5.374	76.663	6.064	74.770	3.445	74.658	3.290	73.733	2.010	73.028	1.034	72.796	0.714	
1072.456	2.978	74.728	0.064	73.138	2.065	72.415	3.033	73.577	1.477	72.714	2.633	72.868	2.427	73.288	1.864	73.791	1.191	74.383	0.398	
1170.283	2.221	71.453	0.594	70.273	2.236	70.171	2.377	70.274	2.234	72.167	0.400	72.200	0.445	72.705	1.147	72.698	1.139	71.905	0.035	
1268.719	1.535	68.474	1.172	68.394	1.055	69.016	1.974	67.907	0.335	68.770	1.611	68.599	1.358	67.674	0.009	67.180	0.739	67.962	0.417	
1367.870	1.724	66.275	0.667	67.343	0.934	68.067	2.018	67.390	1.004	65.496	1.834	65.552	1.750	65.972	1.121	66.678	0.064	66.116	0.905	
1467.794	2.285	65.277	1.513	66.867	0.885	66.969	1.039	67.727	2.183	66.864	0.881	67.006	1.095	67.511	1.857	67.008	1.098	67.198	1.385	
1568.497	1.642	65.732	5.612	66.912	3.917	66.291	4.810	67.360	3.274	69.253	0.555	69.124	0.741	68.199	2.070	68.205	2.060	68.437	1.728	
1669.930	5.189	67.658	1.772	67.737	1.891	67.014	0.803	66.809	0.495	67.672	1.794	67.597	1.681	68.017	2.313	68.511	3.056	67.920	2.166	
1771.996	4.402	70.826	2.705	69.758	1.156	69.656	1.009	68.480	0.696	66.587	3.441	66.755	3.197	67.260	2.465	66.555	3.487	67.348	2.337	
1874.553	7.055	74.799	7.408	73.209	5.125	73.831	6.017	73.427	5.438	72.564	4.198	72.551	4.181	71.626	2.852	72.130	3.575	71.347	2.452	
1977.429	7.779	79.024	5.879	77.843	7.285	78.567	6.424	79.533	5.272	81.427	3.017	81.265	3.210	81.685	2.710	81.678	2.718	82.240	2.049	
2080.426	3.102	82.943	0.069	82.864	0.164	82.965	0.042	83.869	1.047	84.733	2.088	84.829	2.203	85.334	2.812	84.840	2.217	84.649	1.987	
2183.340	2.320	86.105	0.920	87.173	2.172	86.552	1.444	86.053	0.859	84.160	1.360	84.272	1.228	83.347	2.312	84.052	1.486	83.821	1.757	
2285.974	0.216	88.246	2.421	89.836	4.266	89.112	3.426	87.950	2.077	87.087	1.075	86.932	0.896	87.352	1.384	86.849	0.800	87.441	1.487	
2388.147	5.096	89.317	3.837	90.497	2.566	90.395	2.675	90.292	2.786	92.186	0.748	92.153	0.783	92.658	0.239	92.665	0.232	91.872	1.086	
2489.711	2.446	89.466	2.713	89.545	2.626	90.166	1.950	91.275	0.745	92.139	0.194	92.310	0.380	91.385	0.626	91.879	0.088	92.661	0.762	
Media	3.450		2.491		2.227		2.263		2.085		1.559		1.562		1.388		1.106		1.092	

Tabelul A.5 Valorile puterilor active folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 20.01.2004 pentru 10 armonici.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Palier										
Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc
186.874	3.52182.810	1.322	81.960	2.33684.297	0.449	84.459	0.64283.169	0.895	83.342	0.68884.246
286.587	5.33782.423	0.271	82.297	0.11884.165	2.391	83.240	1.26581.987	0.259	82.763	0.68582.511
385.798	3.57082.649	0.231	83.321	0.58182.853	0.015	82.211	0.75983.501	0.798	82.926	0.10482.275
484.559	0.71483.270	0.822	84.346	0.46082.010	2.323	82.603	1.61683.856	0.124	83.378	0.69484.281
582.956	0.18983.872	1.294	84.722	2.32182.854	0.065	83.802	1.21082.512	0.348	83.335	0.64683.083
681.098	2.94683.973	0.494	84.099	0.64584.567	1.206	84.465	1.08383.212	0.417	83.264	0.35482.613
779.111	5.59583.176	0.745	82.503	1.54784.840	1.241	83.839	0.04685.129	1.586	84.279	0.57185.182
877.132	8.74281.296	3.814	80.219	5.08882.088	2.878	81.672	3.37082.925	1.887	83.312	1.42983.061
975.294	0.08878.442	4.090	77.592	2.96277.124	2.340	77.910	3.38376.620	1.671	77.269	2.53376.617
1073.722	0.60475.012	2.363	74.886	2.19172.549	0.997	73.372	0.12672.119	1.585	71.395	2.57272.298
1172.525	3.60871.610	2.300	72.282	3.26070.414	0.591	70.054	0.07771.344	1.920	71.069	1.52770.818
1271.784	0.08968.909	3.919	69.986	2.41870.454	1.765	69.445	3.17270.698	1.425	71.564	0.21770.913
1371.549	3.51467.485	2.366	68.335	1.13570.672	2.245	70.510	2.01069.220	0.144	69.046	0.10769.949
1471.836	4.11067.672	1.925	67.798	1.74369.666	0.965	70.591	2.30669.338	0.489	68.562	0.63568.310
1572.626	3.87069.477	0.634	68.805	1.59568.336	2.265	68.978	1.34870.268	0.497	70.843	1.32070.191
1673.864	4.26972.575	2.449	71.498	0.92969.161	2.370	68.568	3.20769.821	1.438	70.300	0.76371.203
1775.467	5.81576.382	7.098	75.532	5.90673.664	3.286	72.715	1.95671.425	0.147	70.602	1.00670.351
1877.325	0.14880.200	3.564	80.074	3.40180.542	4.006	80.645	4.13879.391	2.520	79.339	2.45278.687
1979.312	13.26383.376	8.819	84.048	8.08486.385	5.528	87.386	4.43388.676	3.023	89.526	2.09390.430
2081.292	8.78485.456	4.111	86.533	2.90388.401	0.807	88.817	0.34090.071	1.067	89.683	0.63289.431
2183.130	0.49586.279	4.302	87.129	5.33086.661	4.764	85.875	3.81484.585	2.255	83.936	1.46983.284
2284.701	0.16785.991	1.692	86.117	1.84183.780	0.923	82.957	1.89681.704	3.378	82.427	2.52283.331
2385.898	3.84284.983	2.735	84.311	1.92382.442	0.336	82.802	0.09984.092	1.659	84.367	1.99184.115
2486.639	2.02583.764	1.361	82.688	2.62983.156	2.077	84.165	0.88985.419	0.587	84.553	0.43383.901
Media	3.554	2.613	2.556	1.910	1.799	1.255	1.143	1.022	0.812	0.567

Tabelul A.6 Valorile puterilor active folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 21.01.2004 pentru 10 armonici.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Paliu										
Pcalc	188.793	4.41387.405	2.78184.848	0.22687.403	2.77887.312	2.67186.525	1.74686.269	1.44586.694	1.94586.579	1.80985.613
eroarea										
Pcalc	287.951	1.37386.113	0.74683.431	3.83784.986	2.04585.268	1.72083.908	3.28884.827	2.22885.602	1.33585.277	1.70986.025
eroarea										
Pcalc	386.677	6.17084.880	3.96983.645	2.45682.645	1.23182.882	1.52183.669	2.48583.449	2.21582.249	0.74582.824	1.45082.494
eroarea										
Pcalc	485.057	2.18383.783	0.65384.719	1.77682.164	1.29382.005	1.48483.365	0.15082.559	0.81882.984	0.30882.496	0.89482.319
eroarea										
Pcalc	583.201	0.85782.792	1.34485.350	1.70383.795	0.15083.476	0.52982.689	1.46783.326	0.70884.101	0.21684.217	0.35484.853
eroarea										
Pcalc	681.236	2.92081.801	2.24584.483	0.95985.483	2.15485.477	2.14784.117	0.52284.593	1.09183.393	0.34383.717	0.04582.793
eroarea										
Pcalc	779.296	6.40280.684	4.76581.919	3.30784.474	0.29184.789	0.08285.576	1.01084.693	0.03285.118	0.46984.543	0.20985.509
eroarea										
Pcalc	877.513	6.20479.351	3.98078.416	5.11179.971	3.23080.141	3.02481.501	1.37981.482	1.40182.257	0.46382.746	0.12881.997
eroarea										
Pcalc	976.009	4.58077.805	7.05275.247	3.53374.247	2.15774.020	1.84373.233	0.76174.126	1.98972.926	0.33872.810	0.17973.140
eroarea										
Pcalc	1074.885	7.96676.159	9.80273.477	5.93570.922	2.25170.634	1.83769.274	0.12468.831	0.76369.256	0.15168.931	0.61969.107
eroarea										
Pcalc	1174.219	2.06174.628	2.62473.393	0.92671.838	1.21371.917	1.10472.704	0.02272.041	0.93472.816	0.13273.391	0.92372.755
eroarea										
Pcalc	1274.056	3.77373.491	4.50774.427	3.29275.427	1.99375.755	1.56677.115	0.20177.902	1.22476.702	0.33576.213	0.97077.138
eroarea										
Pcalc	1374.407	4.16473.020	5.95175.578	2.65678.133	0.63478.223	0.75177.437	0.26277.693	0.06878.118	0.61578.233	0.76477.268
eroarea										
Pcalc	1475.249	1.50773.411	3.91376.092	0.40377.647	1.63377.366	1.26476.006	0.51675.087	1.71975.862	0.70576.186	0.28076.935
eroarea										
Pcalc	1576.523	3.02074.726	0.60175.962	2.26474.962	0.91774.725	0.59975.512	1.65875.732	1.95474.532	0.33973.957	0.43573.627
eroarea										
Pcalc	1678.143	3.20076.870	1.51875.935	0.28373.380	3.09173.539	2.88174.899	1.08575.704	0.02176.129	0.54076.618	1.18576.441
eroarea										
Pcalc	1779.999	4.71179.590	4.17577.032	0.82775.477	1.20875.796	0.79175.009	1.82074.372	2.65475.147	1.64075.032	1.79175.667
eroarea										
Pcalc	1881.964	8.01882.529	8.76279.847	5.22880.847	6.54680.853	6.55379.493	4.76179.017	4.13477.817	2.55377.492	2.12576.567
eroarea										
Pcalc	1983.904	7.30985.291	5.77684.056	7.14186.611	4.31886.296	4.66787.082	3.79887.965	2.82288.390	2.35388.966	1.71789.932
eroarea										
Pcalc	2085.687	5.13087.525	3.09488.460	2.05990.015	0.33789.846	0.52591.206	0.98191.225	1.00192.000	1.86091.511	1.31990.763
eroarea										
Pcalc	2187.192	1.59088.988	0.43891.546	3.32590.546	2.19690.774	2.45389.987	1.56589.094	0.55887.894	0.79788.010	0.66688.340
eroarea										
Pcalc	2288.315	1.82989.589	0.41392.270	2.56889.715	0.27290.003	0.04888.643	1.46489.086	0.97189.511	0.49989.836	0.13890.013
eroarea										
Pcalc	2388.981	0.95689.390	0.50190.625	0.87489.070	0.85788.991	0.94589.778	0.06990.441	0.66991.216	1.53190.641	0.89190.005
eroarea										
Pcalc	2489.144	0.37688.579	1.00787.644	2.05288.644	0.93488.315	1.30189.675	0.21888.889	0.66187.689	2.00288.177	1.45689.102
eroarea										
Media	3.780	3.359	2.614	1.822	1.763	1.306	1.337	0.926	0.919	0.659

Tabelul A.7 Valorile puterilor active folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 22.01.2004 pentru 10 armonici.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10									
Palier																			
Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc									
1	187.022	3.64683.807	0.183	82.448	1.800	84.272	0.371	84.067	0.127	83.277	0.814	83.690	0.322	84.323	0.433	83.601	0.427	84.006	0.055
2	286.887	4.18183.677	0.332	82.551	1.018	83.613	0.255	83.572	0.206	83.828	0.513	84.255	1.026	83.554	0.184	84.073	0.807	83.536	0.163
3	386.100	2.50083.755	0.292	83.521	0.570	82.759	1.477	82.943	1.258	83.733	0.318	83.099	1.073	83.167	0.992	83.155	1.007	83.679	0.382
4	484.714	3.46183.863	2.422	84.658	3.393	82.835	1.166	82.971	1.332	82.714	1.019	82.615	0.898	83.248	1.671	82.747	1.059	82.375	0.604
5	582.825	2.05283.695	1.023	85.053	0.583	83.991	0.672	83.878	0.806	83.088	1.741	83.774	0.930	83.072	1.760	83.794	0.906	83.913	0.765
6	680.560	3.59182.918	0.768	84.044	0.579	84.806	1.491	84.611	1.258	84.868	1.565	84.612	1.259	84.680	1.341	84.161	0.719	84.326	0.916
7	778.074	7.80281.289	4.005	81.523	3.729	83.346	1.575	83.358	1.561	84.148	0.628	83.595	1.281	84.229	0.533	84.241	0.518	83.836	0.996
8	875.536	4.33678.746	0.271	77.951	1.278	79.013	0.067	79.214	0.321	78.957	0.004	79.499	0.683	78.798	0.206	79.299	0.429	79.836	1.109
9	973.120	0.71675.464	3.945	74.106	2.075	73.345	1.026	73.436	1.152	72.646	0.064	72.919	0.439	72.987	0.533	72.265	0.461	71.741	1.184
10	1070.989	2.82471.841	4.057	70.715	2.426	68.891	0.215	68.738	0.438	68.995	0.066	68.311	1.055	68.945	0.138	69.464	0.614	69.836	1.153
11	1169.290	2.37968.420	1.094	68.186	0.748	67.124	0.821	66.953	1.074	67.743	0.093	67.824	0.213	67.123	0.824	67.110	0.842	66.990	1.019
12	1268.138	2.24865.780	1.291	66.575	0.098	67.336	1.045	67.401	1.142	67.145	0.757	67.786	1.719	67.854	1.822	67.352	1.069	67.188	0.822
13	1367.612	1.61364.397	6.291	65.755	4.315	67.578	1.661	67.783	1.363	66.993	2.513	66.580	3.114	67.214	2.192	67.935	1.142	68.340	0.552
14	1467.747	4.80664.537	0.160	65.663	1.582	66.724	3.224	66.765	3.288	67.022	3.685	66.595	3.024	65.893	1.939	65.374	1.135	64.837	0.305
15	1568.534	1.50166.189	1.972	66.423	1.625	65.661	2.753	65.478	3.025	66.268	1.855	66.902	0.916	66.970	0.814	66.983	0.796	67.507	0.019
16	1669.919	4.23269.068	2.963	68.273	1.778	66.450	0.940	66.314	1.143	66.057	1.525	66.156	1.378	66.789	0.434	67.291	0.314	66.919	0.241
17	1771.809	6.73172.679	8.025	71.321	6.006	70.259	4.428	70.372	4.596	69.582	3.422	68.897	2.403	68.195	1.360	67.474	0.288	67.593	0.466
18	1874.074	4.98576.432	1.959	75.307	3.404	76.068	2.427	76.263	2.177	76.520	1.848	76.776	1.519	76.844	1.432	77.363	0.766	77.528	0.554
19	1976.560	7.08879.775	3.186	79.541	3.470	81.364	1.257	81.352	1.272	82.142	0.313	82.695	0.358	83.328	1.126	83.315	1.111	82.910	0.619
20	2079.097	4.74882.307	0.882	83.102	0.075	84.164	1.353	83.963	1.111	83.706	0.802	83.164	0.149	82.462	0.696	81.961	1.300	82.498	0.653
21	2181.514	1.83883.858	0.986	85.217	2.621	84.455	1.704	84.363	1.593	83.573	0.642	83.301	0.314	83.369	0.396	84.091	1.266	83.566	0.634
22	2283.644	2.55884.495	1.567	85.621	0.255	83.798	2.379	83.951	2.200	84.208	1.901	84.891	1.105	85.525	0.368	85.005	0.973	85.377	0.539
23	2385.343	2.37984.473	1.335	84.707	1.616	83.645	0.342	83.816	0.548	84.606	1.495	84.525	1.398	83.824	0.556	83.836	0.571	83.716	0.427
24	2486.495	3.26584.136	0.449	83.342	0.500	84.103	0.410	84.038	0.332	83.782	0.026	83.141	0.740	83.209	0.658	83.710	0.059	83.546	0.256
Media	3.562	2.061	1.898	1.377	1.388	1.150	1.138	0.934	0.774	0.601									

Tabelul A.8 Valorile puterilor active folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 23.01.2004 pentru 10 armonici.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
Palier	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea										
1	185.494	3.404	81.935	0.901	81.247	1.733	82.759	0.096	82.994	0.379	82.187	0.596	82.503	0.214	83.095	0.502	82.822	0.172	83.258	0.699
2	285.875	4.573	82.388	0.327	81.512	0.741	83.400	1.559	83.292	1.428	81.939	0.220	82.150	0.036	82.211	0.111	81.721	0.486	81.352	0.936
3	385.595	3.576	83.114	0.574	82.562	0.095	82.939	0.361	82.648	0.010	83.455	0.986	83.030	0.472	82.376	0.319	83.342	0.849	83.546	1.096
4	484.672	0.227	83.862	0.731	83.958	0.618	82.446	2.408	82.403	2.458	83.757	0.856	83.766	0.845	84.358	0.145	83.482	1.181	83.498	1.162
5	583.168	1.375	84.247	2.690	84.934	3.528	83.046	1.226	83.314	1.553	82.508	0.570	82.928	1.082	82.990	1.157	83.262	1.490	83.030	1.207
6	681.188	3.486	83.866	0.302	84.742	0.740	84.366	0.292	84.547	0.508	83.194	1.101	82.967	1.371	82.313	2.148	82.803	1.565	83.189	1.107
7	778.865	5.210	82.424	0.932	82.977	0.269	84.488	1.548	84.314	1.339	85.121	2.309	84.818	1.945	85.410	2.656	84.444	1.495	84.008	0.971
8	876.358	10.209	79.845	6.109	79.750	6.221	81.638	4.001	81.366	4.320	82.720	2.729	83.103	2.277	83.165	2.205	84.041	1.175	84.410	0.741
9	973.838	0.051	76.318	3.412	75.631	2.481	76.008	2.991	76.041	3.037	75.235	1.944	75.339	2.085	74.685	1.200	74.413	0.830	74.209	0.554
10	1071.476	4.132	72.285	5.311	71.409	4.034	69.897	1.831	70.186	2.253	68.833	0.281	68.395	0.357	68.987	0.505	68.497	0.209	68.481	0.232
11	1169.434	1.630	68.355	0.051	67.803	0.757	65.914	3.521	66.030	3.351	66.837	2.171	66.960	1.991	67.021	1.901	67.987	0.488	68.219	0.148
12	1267.850	5.817	65.172	1.641	65.268	1.790	64.891	1.202	64.662	0.845	66.015	2.956	66.390	3.539	65.736	2.521	64.861	1.155	64.475	0.554
13	1366.833	1.262	63.273	4.131	63.961	3.090	65.472	0.799	65.238	1.155	64.431	2.377	64.115	2.856	64.707	1.960	64.979	1.547	65.415	0.886
14	1466.451	4.352	62.964	1.124	63.841	0.252	65.729	3.218	65.837	3.387	64.483	1.262	64.273	0.931	64.335	1.028	64.825	1.797	64.455	1.217
15	1566.732	0.803	64.251	2.944	64.804	2.110	65.180	1.541	65.471	1.102	66.277	0.117	66.702	0.759	66.049	0.228	65.083	1.687	65.287	1.379
16	1667.655	0.797	66.846	0.409	66.750	0.551	65.239	2.803	65.281	2.740	66.635	0.723	66.625	0.738	67.217	0.144	68.092	1.448	68.108	1.472
17	1769.158	3.654	70.237	5.271	69.550	4.241	67.661	1.411	67.393	1.009	66.586	0.200	66.166	0.830	66.228	0.738	65.955	1.146	65.723	1.494
18	1871.139	2.270	73.817	6.119	72.940	4.859	72.563	4.317	72.382	4.056	71.028	2.111	71.255	2.437	70.602	1.498	70.112	0.794	70.498	1.348
19	1973.462	9.530	77.021	5.147	76.469	5.827	77.980	3.965	78.155	3.751	78.961	2.757	79.264	2.384	79.856	1.656	80.821	0.467	80.385	1.003
20	2075.969	6.901	79.456	2.628	79.551	2.511	81.440	0.196	81.711	0.137	83.065	1.795	82.681	1.325	82.743	1.400	81.867	0.327	82.237	0.780
21	2178.489	3.004	80.970	0.061	81.657	0.911	82.034	1.376	82.000	1.335	81.194	0.338	81.089	0.209	80.436	0.598	80.709	0.261	80.505	0.513
22	2280.851	0.162	81.660	1.165	82.537	2.251	81.025	0.378	80.736	0.020	79.383	1.657	79.820	1.115	80.412	0.382	80.902	0.226	80.886	0.206
23	2382.893	3.255	81.815	1.911	82.367	2.599	80.478	0.247	80.362	0.103	81.169	1.107	81.047	0.955	81.108	1.032	80.143	0.171	80.375	0.118
24	2484.477	2.124	81.799	1.113	81.704	1.229	81.327	1.684	81.556	1.407	82.909	0.229	82.535	0.224	81.882	1.013	82.757	0.045	82.372	0.421
Media	3.408			2.292		2.226		1.791		1.737		1.308		1.291		1.127		0.875		0.844

Tabelul A.9 Valorile puterilor active folosind coeficienții lui Fourrier și a erorilor procentuale din data de 24.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Patient	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea	Pcalc	eroarea
1	186.584	4.874	83.175	0.744	80.873	2.043	82.043	0.626	82.847	0.347	82.063	0.602	82.309	0.304	82.759	0.241	82.447	0.137	81.970	0.714
2	286.667	5.794	83.103	1.444	80.845	1.313	81.810	0.135	82.392	0.576	81.532	0.473	81.933	0.015	82.668	0.913	82.592	0.821	82.336	0.508
3	386.031	4.407	83.268	1.053	82.376	0.029	82.171	0.278	81.669	0.887	82.453	0.064	81.999	0.486	80.814	1.924	81.233	1.416	82.153	0.300
4	484.722	3.724	83.499	2.227	84.496	3.447	83.326	2.015	82.483	0.984	83.343	2.036	83.178	1.833	83.628	2.384	83.111	1.752	81.773	0.114
5	582.827	4.841	83.473	4.098	85.774	1.454	84.809	2.563	84.875	2.487	84.092	3.387	84.631	2.768	85.366	1.924	85.678	1.565	87.075	0.040
6	680.476	3.181	82.818	0.364	85.075	2.353	85.280	2.599	86.157	3.654	85.297	2.619	85.184	2.483	83.999	1.057	84.074	1.148	82.992	0.154
7	777.829	7.698	81.239	3.654	82.131	2.597	83.301	1.209	83.689	0.749	84.472	0.180	83.992	0.390	84.442	0.144	84.023	0.352	84.500	0.213
8	875.067	7.142	78.631	2.733	77.634	3.966	78.599	2.772	77.924	3.608	78.784	2.544	79.145	2.096	79.880	1.187	80.397	0.548	80.653	0.231
9	972.377	5.138	75.141	9.153	72.839	5.810	72.634	5.512	71.897	4.440	71.113	3.302	71.407	3.728	70.222	2.007	69.910	1.554	68.989	0.217
10	1069.944	2.198	71.166	3.983	68.908	0.684	67.738	1.025	68.032	0.596	67.172	1.853	66.659	2.603	67.109	1.945	67.033	2.056	68.371	0.101
11	1167.933	1.574	67.286	0.607	66.394	0.726	65.429	2.169	66.319	0.839	67.102	0.333	67.075	0.292	67.810	1.391	68.229	2.017	66.832	0.072
12	1266.480	0.606	64.138	2.938	65.135	1.430	65.340	1.120	65.507	0.868	66.367	0.434	66.894	1.233	65.709	0.561	65.193	1.343	66.275	0.295
13	1365.686	1.744	62.276	3.538	64.577	0.027	65.747	1.839	64.944	0.595	64.161	0.619	63.915	1.000	64.365	0.303	64.677	0.181	64.200	0.558
14	1465.603	3.410	62.039	2.208	64.297	1.351	65.262	2.872	64.680	1.954	63.820	0.598	63.419	0.033	64.154	1.126	64.230	1.244	63.974	0.841
15	1566.239	0.484	63.475	3.709	64.367	2.356	64.162	2.667	64.664	1.905	65.447	0.717	65.901	0.030	64.716	1.827	64.297	2.462	65.217	1.066
16	1667.549	4.242	66.326	2.355	65.330	0.817	64.160	0.988	65.002	0.312	65.862	1.639	66.028	1.895	66.478	2.589	66.995	3.387	65.657	1.322
17	1769.443	1.764	70.090	2.711	67.789	0.662	66.824	2.076	66.758	2.172	65.974	3.320	65.435	4.110	66.170	3.033	65.858	3.490	67.255	1.443
18	1871.794	7.092	74.136	10.585	71.878	7.217	72.083	7.523	71.207	6.215	70.347	4.933	70.460	5.101	69.275	3.334	69.200	3.221	68.118	1.608
19	1974.441	8.639	77.851	4.454	76.959	5.549	78.129	4.113	77.741	4.589	78.524	3.627	79.005	3.038	79.455	2.486	79.873	1.972	80.350	1.387
20	2077.203	7.252	80.767	2.970	81.764	1.773	82.729	0.614	83.405	0.198	84.265	1.231	83.903	0.796	84.638	1.679	84.121	1.059	84.377	1.366
21	2179.893	4.572	82.656	1.271	84.957	1.478	84.752	1.233	85.490	2.114	84.707	1.179	84.414	0.829	83.229	0.587	83.541	0.214	82.621	1.313
22	2282.326	2.963	83.548	1.523	85.806	1.139	84.636	0.240	84.342	0.586	83.482	1.600	83.996	0.995	84.446	0.464	84.521	0.376	85.859	1.201
23	2384.337	1.173	83.691	0.397	84.583	1.467	83.618	0.309	82.728	0.758	83.512	0.182	83.539	0.214	84.274	1.096	83.855	0.594	82.458	1.082
24	2485.790	4.013	83.448	1.174	82.451	0.035	82.656	0.214	82.490	0.012	83.350	1.054	82.822	0.414	81.637	1.022	82.154	0.396	83.235	0.916
Media	4.105	2.912	2.072	1.946	1.727	1.605	1.529	1.468	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388

Tabelul A.10 Valorile puterilor reactive folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 19.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Palier	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea
1	48.015	6.511	48.761	8.166	48.935	8.552	48.395	7.354	47.949	6.364	46.776	3.762	46.349	2.815	46.002	2.046	45.601	1.156	45.089	0.019
2	47.865	4.235	47.927	4.370	47.323	3.054	45.823	0.212	44.727	2.598	44.361	3.396	44.516	3.057	44.909	2.201	45.314	1.320	45.838	0.178
3	47.419	4.355	46.781	2.951	45.752	0.687	44.792	1.426	44.671	1.691	45.845	0.891	46.191	1.653	46.145	1.550	45.973	1.174	45.578	0.304
4	46.709	1.277	45.542	1.254	44.691	3.099	45.231	1.928	46.264	0.311	46.630	1.107	46.295	0.380	45.949	0.371	45.786	0.724	45.947	0.375
5	45.783	0.049	44.399	2.975	44.225	3.356	45.725	0.078	46.380	1.355	45.207	1.210	45.034	1.588	45.427	0.728	45.828	0.148	45.945	0.404
6	44.703	2.156	43.474	0.654	44.078	0.727	45.038	2.921	44.344	1.336	43.978	0.498	44.402	1.468	44.356	1.361	43.951	0.437	43.588	0.394
7	43.544	0.127	42.799	1.838	43.827	0.522	43.287	0.717	42.273	3.043	43.446	0.352	43.400	0.459	43.053	1.254	43.224	0.862	43.737	0.314
8	42.385	1.109	42.323	0.961	43.174	2.990	41.674	0.588	41.842	0.186	42.209	0.689	41.808	0.266	42.202	0.672	42.364	1.060	41.840	0.191
9	41.304	0.059	41.942	1.604	42.116	2.026	41.156	0.300	42.258	2.369	41.085	0.473	41.339	0.142	41.292	0.029	40.891	0.943	41.286	0.015
10	40.375	2.944	41.543	0.138	40.938	1.591	41.478	0.293	41.880	0.673	41.513	0.208	41.782	0.438	41.436	0.395	41.840	0.577	41.679	0.191
11	39.662	4.841	41.046	1.521	40.017	3.990	41.517	0.391	40.623	2.535	41.797	0.280	41.404	0.663	41.797	0.281	41.626	0.130	41.509	0.411
12	39.213	1.673	40.443	1.411	39.592	0.723	40.552	1.684	39.687	0.483	40.054	0.437	39.989	0.272	39.942	0.155	39.780	0.252	40.143	0.660
13	39.058	0.978	39.804	2.906	39.630	2.456	39.090	1.060	39.536	2.214	38.363	0.820	38.790	0.284	38.443	0.612	38.844	0.424	38.331	0.901
14	39.209	0.432	39.271	0.592	39.876	2.140	38.376	1.702	39.471	1.104	39.104	0.165	38.949	0.234	39.342	0.774	38.938	0.262	39.462	1.081
15	39.654	1.455	39.016	3.041	40.045	0.484	39.085	2.869	39.206	2.569	40.380	0.347	40.033	0.514	39.986	0.630	40.157	0.205	39.762	1.188
16	40.364	1.622	39.197	1.316	40.048	0.826	40.588	2.185	39.555	0.415	39.922	0.508	40.257	1.351	39.910	0.478	40.073	0.888	40.233	1.292
17	41.291	1.802	39.907	1.610	40.081	1.181	41.581	2.517	40.926	0.902	39.752	1.991	39.925	1.565	40.319	0.595	39.918	1.583	40.035	1.294
18	42.370	3.645	41.140	0.637	40.536	0.842	41.496	1.507	42.190	3.203	41.823	2.306	41.398	1.268	41.352	1.154	41.756	2.143	41.393	1.254
19	43.529	0.891	42.783	2.589	41.754	4.932	41.214	6.161	42.228	3.852	43.402	1.180	43.448	1.074	43.102	1.863	42.931	2.253	43.443	1.085
20	44.688	5.997	44.626	5.849	43.775	3.831	42.275	0.273	42.107	0.127	42.473	0.743	42.874	1.692	43.267	2.625	43.104	2.240	42.580	0.996
21	45.769	4.400	46.407	5.856	46.233	5.458	45.273	3.268	44.171	0.756	42.998	1.921	42.744	2.500	42.697	2.606	43.098	1.692	43.494	0.790
22	46.698	0.218	47.865	2.276	48.470	3.568	49.010	4.721	48.608	3.863	48.241	3.079	47.972	2.505	47.626	1.764	47.221	0.900	47.061	0.557
23	47.411	12.847	48.795	10.303	49.824	8.412	51.324	5.654	52.218	4.012	53.391	1.855	53.784	1.132	54.178	0.409	54.349	0.095	54.231	0.310
24	47.861	9.010	49.090	6.673	49.941	5.055	50.901	3.230	51.765	1.587	52.132	0.890	52.197	0.765	52.151	0.854	52.313	0.545	52.677	0.146
Media	3.026		2.979		2.937		2.210		1.981		1.213		1.170		1.059		0.917		0.598	

Tabelul A.11 Valorile puterilor reactive folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 20.01.2004 pentru 10 armonici.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Palier	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea
1	44.416	2.15242.460	2.34742.363	2.56943.115	0.84043.561	0.18643.068	0.94843.051	0.98743.796	0.72644.006	1.20943.885
2	43.980	0.58842.517	3.89543.981	0.58544.279	0.08943.390	1.92243.693	1.23644.687	1.01144.082	0.35643.812	0.96843.821
3	43.504	0.14742.927	1.18245.094	3.80644.640	2.76343.733	0.67544.227	1.81143.729	0.66643.589	0.34343.762	0.74143.866
4	43.020	3.80143.483	2.76645.084	0.81444.332	0.86744.752	0.07244.449	0.60643.712	2.25344.457	0.58744.484	0.52944.294
5	42.563	3.79243.942	0.67544.038	0.45643.740	1.13144.864	1.41044.371	0.29545.250	2.28244.645	0.91444.435	0.44044.659
6	42.161	4.52644.087	0.16542.623	3.48143.076	2.45443.238	2.08843.541	1.40143.823	0.76343.683	1.08043.954	0.46743.755
7	41.844	1.76143.801	6.51941.634	1.24942.385	3.07741.345	0.54741.838	1.74640.813	0.74641.558	1.06641.386	0.64641.506
8	41.633	2.14243.096	5.73041.495	1.80441.794	2.53541.093	0.81740.790	0.07341.039	0.68340.434	0.80140.408	0.86540.398
9	41.542	1.74642.119	0.38142.022	0.60941.569	1.68242.247	0.07841.754	1.24542.650	0.87442.510	0.54342.719	1.03942.616
10	41.577	4.29041.114	5.35542.578	1.98541.826	3.71542.877	1.29543.181	0.59742.468	2.23743.213	0.52242.943	1.14543.132
11	41.736	1.49740.357	1.85742.524	3.41342.225	2.68842.092	2.36342.585	3.56242.058	2.28141.453	0.80941.626	1.23041.401
12	42.008	0.07740.082	4.65841.683	0.85042.136	0.22841.015	2.43740.712	3.15941.697	0.81541.557	1.14841.583	1.08641.782
13	42.374	4.57640.418	0.25240.514	0.01441.266	1.84140.820	0.74040.326	0.47840.343	0.43641.088	1.40340.879	0.88540.758
14	42.810	6.28241.348	2.65039.883	0.98540.182	0.24441.071	1.96441.375	2.71740.380	0.24939.775	1.25340.046	0.58140.056
15	43.286	4.15442.709	2.76540.542	2.45040.089	3.54040.995	1.35941.489	0.17241.986	1.02641.846	0.68941.673	0.27341.777
16	43.770	2.64944.233	3.73542.632	0.01941.880	1.78241.460	2.76741.157	3.47841.893	1.75142.638	0.00442.612	0.06542.423
17	44.228	4.50745.607	7.76645.510	7.53845.212	6.83344.087	4.17643.594	3.01142.715	0.93442.110	0.49642.320	0.00042.544
18	44.629	6.94646.554	2.93148.018	0.12248.472	1.06748.310	0.73048.613	1.36248.332	0.77548.192	0.48347.921	0.08247.722
19	44.946	15.45246.902	11.77249.069	7.69649.821	6.28250.861	4.32451.355	3.39652.379	1.46953.124	0.06753.297	0.25853.418
20	45.157	6.62346.620	3.59848.221	0.28948.519	0.32849.219	1.77748.916	1.14948.667	0.63548.062	0.61648.088	0.56248.079
21	45.248	6.11745.826	7.47145.922	7.69845.469	6.63444.791	5.04444.298	3.88843.402	1.78643.262	1.45843.052	0.96642.948
22	45.213	2.66444.751	1.61343.287	1.71142.535	3.41841.484	5.80541.787	5.11642.499	3.49843.244	1.80743.515	1.19243.705
23	45.055	9.88943.675	6.52541.508	1.24041.210	0.51241.344	0.83941.837	2.04242.364	3.32741.759	1.85241.586	1.43041.362
24	44.782	6.72742.857	2.13741.256	1.67741.710	0.59742.830	2.07442.527	1.35141.541	0.99841.401	1.33141.375	1.39441.574
Media	4.296	3.698	2.211	2.298	1.895	1.868	1.353	0.848	0.752	0.744

Tabelul A.12 Valorile puterilor reactive folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 21.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Palier	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea
1	46.871	9.206	47.731	11.208	46.098	7.404	46.596	8.565	46.117	7.449	45.864	6.859	45.188	5.285	44.820	4.427	44.686	1.115	43.490	1.328
2	45.398	1.735	46.549	0.756	45.365	1.808	44.536	3.601	44.648	3.359	43.641	5.538	44.060	4.633	44.281	4.153	44.539	1.595	45.615	1.266
3	44.076	0.721	45.210	3.313	45.167	3.216	43.841	0.184	44.377	1.411	44.631	1.990	45.090	3.039	45.236	3.374	45.005	2.846	44.338	1.321
4	42.994	5.050	43.807	3.254	44.931	0.770	44.433	1.870	44.599	1.504	45.606	0.719	44.950	0.729	44.582	1.54	44.650	1.391	44.730	1.214
5	42.225	5.154	42.500	4.537	44.133	0.869	44.961	0.991	44.511	0.021	44.257	0.590	44.138	0.859	44.359	0.361	44.493	0.060	45.022	1.127
6	41.824	1.914	41.486	2.706	42.671	0.072	43.998	3.184	43.598	2.247	42.592	0.114	43.309	1.570	43.456	1.914	43.198	1.309	42.202	1.026
7	41.816	1.470	40.957	3.495	40.999	3.395	41.498	2.221	41.742	1.646	41.995	1.049	41.743	1.642	41.375	2.510	41.606	1.966	42.802	0.852
8	42.203	7.114	41.052	4.193	39.927	1.339	39.099	0.764	39.625	0.570	40.631	3.125	40.044	1.634	40.266	2.197	40.197	2.023	39.12	0.708
9	42.958	8.260	41.824	5.402	40.191	1.287	38.864	2.056	38.892	1.985	38.639	2.624	39.195	1.223	39.342	0.853	39.208	1.190	39.875	0.492
10	44.029	9.416	43.216	7.395	42.031	4.451	41.533	3.213	41.022	1.942	40.015	0.559	40.315	0.185	39.946	0.730	40.204	0.089	40.124	0.288
11	45.344	1.851	45.069	1.234	45.027	1.138	45.855	2.999	45.563	2.342	45.816	2.911	45.105	1.314	45.326	1.811	45.096	1.293	44.567	0.105
12	46.813	10.389	47.150	9.743	48.275	7.590	49.602	5.050	49.961	4.362	50.968	2.435	51.036	2.304	51.183	2.023	51.252	1.892	52.248	0.014
13	48.336	4.926	49.195	3.236	50.828	0.024	51.326	0.956	51.805	1.898	51.552	1.400	52.227	2.728	51.859	2.004	51.993	2.267	50.797	0.085
14	49.808	1.875	50.959	0.393	52.144	2.726	51.316	1.094	51.204	0.874	50.197	1.109	49.779	1.933	50.001	1.496	49.743	2.004	50.818	0.115
15	51.131	2.262	52.265	4.530	52.307	4.615	50.981	1.961	50.444	0.888	50.697	1.395	50.238	0.477	50.385	0.770	50.616	1.232	49.949	0.103
16	52.213	0.584	53.027	0.964	51.902	1.177	51.404	2.126	51.238	2.442	52.244	0.525	52.900	0.724	52.532	0.022	52.463	0.109	52.543	0.044
17	52.981	0.710	53.256	0.195	51.623	3.255	52.451	1.703	52.902	0.858	52.649	1.333	52.768	1.109	52.990	0.693	52.856	0.944	53.385	0.047
18	53.383	3.938	53.045	3.281	51.861	0.975	53.187	3.558	53.587	4.335	52.580	2.375	51.862	0.978	52.009	1.263	52.267	1.765	51.271	0.173
19	53.391	0.539	52.531	2.140	52.489	2.219	52.987	1.291	52.743	1.745	52.996	1.273	53.248	0.804	52.880	1.490	52.649	1.921	53.845	0.308
20	53.004	0.615	51.853	1.570	52.978	0.565	52.149	1.008	51.624	2.005	52.630	0.094	53.218	1.021	53.439	1.441	53.508	1.572	52.432	0.470
21	52.249	2.049	51.115	0.166	52.748	3.023	51.421	0.432	51.393	0.377	51.140	0.118	50.584	1.203	50.731	0.917	50.864	0.656	51.532	0.648
22	51.178	2.437	50.364	0.810	51.549	3.181	51.051	2.183	51.562	3.206	50.555	1.191	50.256	0.592	49.887	0.146	49.629	0.662	49.549	0.822
23	49.863	2.536	49.588	3.072	49.631	2.990	50.459	1.370	50.752	0.798	51.005	0.303	51.716	1.087	51.938	1.520	52.169	1.971	51.640	0.938
24	48.394	5.333	48.732	4.672	47.607	6.872	48.934	4.277	48.574	4.981	49.581	3.011	49.512	3.145	49.659	2.858	49.590	2.993	50.586	1.045
Media	3.753			3.428		2.707		2.361		2.219		1.777		1.676		1.688		1.661		0.606

Tabelul A.13 Valorile puterilor reactive folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 22.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Palier	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea
1	44.392	0.617	44.230	0.249	43.475	1.461	43.460	1.495	43.744	0.852	43.904	0.489	43.638	1.094	43.833	0.652	43.634	1.102	43.916	0.462
2	44.373	1.774	44.374	1.776	43.551	0.113	43.401	0.457	43.677	0.175	44.350	1.720	44.437	1.920	43.977	0.865	44.087	1.118	43.863	0.603
3	44.234	0.642	44.398	0.274	43.989	1.194	43.854	1.497	43.712	1.815	43.552	2.174	43.774	1.677	44.039	1.081	44.082	0.985	44.188	0.746
4	43.984	2.385	44.267	3.043	44.511	3.611	44.526	3.646	44.178	2.835	43.504	1.267	43.302	0.797	43.497	1.251	43.327	0.853	43.367	0.947
5	43.641	2.847	43.967	2.121	44.722	0.441	44.872	0.107	44.833	0.194	44.993	0.162	44.876	0.098	44.416	1.122	44.614	0.680	44.438	1.072
6	43.227	5.204	43.509	4.585	44.333	2.779	44.468	2.483	44.796	1.763	45.469	0.287	45.732	0.289	45.997	0.871	45.887	0.629	46.152	1.210
7	42.771	2.437	42.934	2.067	43.343	1.133	43.328	1.167	43.538	0.690	43.378	1.055	43.358	1.099	43.553	0.654	43.510	0.752	43.228	1.396
8	42.305	5.656	42.304	5.654	42.060	5.044	41.910	4.669	41.689	4.119	41.016	2.438	40.763	1.807	40.303	0.658	40.474	1.084	40.698	1.644
9	41.859	1.010	41.695	0.615	40.940	1.207	40.805	1.532	40.482	2.312	40.642	1.926	40.792	1.564	41.057	0.925	40.858	1.404	40.752	1.660
10	41.464	1.528	41.181	0.835	40.358	1.181	40.373	1.145	40.426	1.015	41.099	0.634	41.274	1.063	41.469	1.540	41.579	1.809	41.539	1.710
11	41.147	0.457	40.821	0.339	40.411	1.339	40.561	0.973	40.912	0.117	40.752	0.508	40.511	1.095	40.051	2.218	40.094	2.113	40.271	1.683
12	40.930	3.359	40.648	2.647	40.892	3.263	41.027	3.604	41.156	3.929	40.483	2.228	40.432	2.101	40.697	2.770	40.526	2.339	40.261	1.670
13	40.828	4.697	40.665	5.076	41.420	3.314	41.405	3.349	41.121	4.012	41.281	3.639	41.548	3.016	41.743	2.561	41.942	2.097	42.224	1.438
14	40.847	0.906	40.848	0.908	41.671	2.942	41.521	2.571	41.245	1.891	41.919	3.554	41.831	3.338	41.371	2.202	41.261	1.930	41.037	1.376
15	40.986	2.415	41.150	2.025	41.559	1.049	41.424	1.371	41.566	1.034	41.406	1.415	41.184	1.943	41.449	1.312	41.406	1.414	41.512	1.161
16	41.236	0.184	41.519	0.871	41.274	0.278	41.289	0.314	41.638	1.162	40.965	0.474	41.167	0.017	41.362	0.491	41.533	0.905	41.573	1.004
17	41.579	1.116	41.905	1.910	41.150	0.074	41.300	0.439	41.340	0.534	41.500	0.923	41.616	1.207	41.156	0.088	40.958	0.394	40.782	0.823
18	41.993	0.112	42.275	0.558	41.451	1.400	41.586	1.079	41.258	1.860	41.931	0.259	41.669	0.883	41.934	0.253	42.044	0.009	42.308	0.638
19	42.449	1.068	42.611	1.454	42.201	0.479	42.186	0.443	41.977	0.055	41.817	0.435	41.836	0.390	42.031	0.074	42.074	0.177	41.792	0.496
20	42.915	1.599	42.915	1.597	43.159	2.175	43.009	1.820	43.229	2.341	42.555	0.747	42.808	1.345	42.348	0.256	42.177	0.148	42.402	0.383
21	43.361	2.864	43.198	3.231	43.952	1.541	43.817	1.843	44.140	1.119	44.300	0.761	44.151	1.096	44.416	0.503	44.614	0.058	44.508	0.296
22	43.756	2.068	43.473	2.701	44.297	0.858	44.312	0.825	44.259	0.943	44.932	0.564	44.757	0.172	44.952	0.609	44.842	0.362	44.801	0.272
23	44.073	0.531	43.747	0.213	44.156	0.721	44.306	1.064	43.956	0.264	43.796	0.101	44.036	0.448	43.576	0.601	43.533	0.699	43.710	0.298
24	44.290	2.618	44.008	1.964	43.764	1.399	43.899	1.712	43.770	1.414	43.097	0.146	43.148	0.029	43.413	0.585	43.583	0.981	43.319	0.367
Media	2.004		1.946		1.625		1.650		1.519		1.163		1.187		1.006		1.002		1.002	0.973

Tabelul A.14 Valorile puterilor reactive folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 23.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Palier	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea
1	43.520	0.639	43.181	1.413	43.210	1.348	43.401	0.911	43.487	0.715	43.407	0.898	43.566	0.533	43.675	0.286	43.680	0.275	44.039	0.545
2	44.032	2.400	44.100	2.557	44.096	2.549	44.270	2.952	44.458	3.391	43.862	2.004	43.594	1.381	43.347	0.807	42.957	0.099	42.736	0.613
3	44.392	2.047	44.849	1.040	44.815	1.113	44.797	1.154	44.809	1.127	44.889	0.951	44.868	0.997	45.006	0.692	45.553	0.514	45.577	0.566
4	44.577	2.841	45.300	1.265	45.256	1.360	45.064	1.778	44.882	2.176	45.478	0.875	45.757	0.268	45.865	0.032	45.482	0.867	45.663	0.474
5	44.573	1.026	45.368	2.829	45.340	2.765	45.167	2.372	45.060	2.131	44.980	1.949	44.857	1.670	44.610	1.111	44.605	1.100	44.270	0.339
6	44.380	2.160	45.036	0.715	45.039	0.708	45.057	0.667	45.185	0.386	44.588	1.702	44.373	2.175	44.512	1.870	44.902	1.011	45.303	0.126
7	44.013	0.693	44.352	0.073	44.386	0.148	44.577	0.581	44.750	0.970	44.830	1.150	45.064	1.679	45.173	1.923	44.626	0.690	44.267	0.121
8	43.496	2.213	43.428	2.365	43.472	2.267	43.645	1.877	43.607	1.963	44.204	0.621	44.297	0.411	44.050	0.966	44.434	0.105	44.655	0.392
9	42.864	1.381	42.407	0.301	42.436	0.368	42.417	0.325	42.225	0.129	42.145	0.319	41.863	0.988	42.001	0.660	42.006	0.649	41.982	0.704
10	42.160	6.036	41.437	4.218	41.434	4.209	41.242	3.727	41.181	3.573	40.584	2.073	40.637	2.206	40.745	2.478	40.355	1.497	40.175	1.044
11	41.433	1.538	40.637	3.430	40.604	3.509	40.430	3.921	40.591	3.539	40.671	3.349	40.926	2.742	40.679	3.328	41.226	2.029	41.562	1.231
12	40.731	3.483	40.076	1.818	40.032	1.707	40.050	1.754	40.195	2.121	40.791	3.637	40.606	3.166	40.745	3.518	40.362	2.545	39.960	1.525
13	40.103	1.515	39.764	2.348	39.735	2.418	39.927	1.948	39.841	2.158	39.761	2.355	39.602	2.746	39.710	2.480	39.705	2.492	40.064	1.610
14	39.592	2.675	39.659	2.850	39.663	2.859	39.836	3.309	39.647	2.819	39.051	1.272	39.318	1.966	39.072	1.327	39.461	2.338	39.240	1.765
15	39.231	2.118	39.688	0.979	39.721	0.896	39.703	0.942	39.691	0.971	39.771	0.772	39.792	0.719	39.930	0.374	39.383	1.738	39.407	1.679
16	39.047	2.772	39.770	0.971	39.814	0.863	39.622	1.340	39.804	0.886	40.401	0.600	40.122	0.094	40.231	0.176	40.614	1.130	40.794	1.579
17	39.051	1.981	39.847	0.017	39.875	0.088	39.702	0.347	39.808	0.080	39.728	0.281	39.852	0.029	39.605	0.590	39.610	0.578	39.274	1.421
18	39.243	0.417	39.898	2.094	39.895	2.085	39.913	2.132	39.786	1.806	39.189	0.280	39.404	0.829	39.542	1.183	39.152	0.185	39.554	1.212
19	39.610	2.052	39.950	1.213	39.916	1.295	40.108	0.821	39.936	1.247	40.016	1.050	39.781	1.629	39.890	1.361	40.436	0.010	40.077	0.898
20	40.128	0.119	40.060	0.050	40.016	0.159	40.190	0.273	40.228	0.369	40.824	1.857	40.731	1.624	40.484	1.009	40.101	0.053	40.322	0.604
21	40.760	0.295	40.303	1.411	40.275	1.481	40.256	1.526	40.448	1.056	40.368	1.251	40.651	0.560	40.790	0.221	40.785	0.233	40.761	0.291
22	41.463	2.938	40.740	1.143	40.744	1.151	40.552	0.675	40.613	0.827	40.017	0.654	39.964	0.785	40.072	0.516	40.462	0.452	40.282	0.004
23	42.191	4.536	41.395	2.564	41.428	2.647	41.255	2.217	41.094	1.820	41.174	2.018	40.919	1.385	40.672	0.774	40.126	0.580	40.462	0.252
24	42.892	0.804	42.237	2.320	42.281	2.219	42.299	2.176	42.155	2.510	42.751	1.130	42.936	0.702	43.075	0.382	43.458	0.504	43.056	0.425
Media	2.028			1.666		1.676		1.655		1.615		1.377		1.304		1.169		0.903		0.809

Tabelul A.15 Valorile puterilor reactive folosind coeficienții lui Fourier și a erorilor procentuale din data de 24.01.2004 pentru 10 armonici.

	1		2		3		4		5		6		7		8		9		10	
Palier	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea	Qcalc	eroarea
1	44.551	4.579	43.446	1.985	42.664	0.150	42.372	0.535	42.575	0.058	42.842	0.568	42.727	0.297	42.668	0.160	42.490	0.258	42.159	1.036
2	44.415	2.718	43.668	0.990	43.313	0.168	42.629	1.412	42.896	0.796	42.702	1.243	42.979	0.603	43.486	0.569	43.555	0.728	43.645	0.937
3	44.087	1.118	43.899	0.685	44.178	1.325	43.786	0.427	43.721	0.277	43.454	0.334	43.426	0.399	42.978	1.427	43.059	1.241	43.234	0.840
4	43.589	0.299	44.010	0.663	44.760	2.378	45.051	3.045	44.751	2.359	44.945	2.801	44.682	2.201	44.624	2.068	44.441	1.648	44.047	0.748
5	42.956	8.915	43.872	6.972	44.654	5.314	45.337	3.865	45.247	4.057	45.514	3.491	45.678	3.143	46.184	2.069	46.363	1.691	46.869	0.616
6	42.229	2.067	43.396	0.640	43.752	1.465	44.143	2.373	44.397	2.960	44.203	2.512	44.381	2.924	43.932	1.884	43.864	1.724	43.380	0.602
7	41.459	1.570	42.564	1.054	42.285	0.392	41.993	0.301	42.215	0.225	41.948	0.408	41.692	1.016	41.634	1.154	41.553	1.347	41.884	0.560
8	40.698	0.737	41.445	2.586	40.695	0.730	40.012	0.962	39.873	1.305	40.066	0.827	40.021	0.938	40.528	0.316	40.711	0.770	40.621	0.547
9	39.998	3.408	40.187	3.895	39.405	1.874	39.013	0.862	38.720	0.104	38.987	0.793	39.266	1.515	38.818	0.356	38.639	0.105	38.464	0.558
10	39.407	1.564	38.987	0.481	38.631	0.435	38.923	0.317	38.910	0.283	38.717	0.215	38.617	0.472	38.559	0.622	38.628	0.445	39.021	0.570
11	38.965	0.397	38.048	2.740	38.327	2.026	39.011	0.280	39.297	0.452	39.030	0.229	38.803	0.811	39.309	0.484	39.390	0.691	38.884	0.604
12	38.702	0.356	37.535	3.361	38.285	1.430	38.676	0.421	38.838	0.006	39.031	0.492	39.248	1.051	38.800	0.103	38.617	0.575	39.101	0.671
13	38.636	0.930	37.531	1.957	38.313	0.085	38.021	0.677	37.818	1.207	38.085	0.511	38.200	0.210	38.141	0.362	38.320	0.104	37.988	0.762
14	38.772	4.337	38.025	2.327	38.380	3.283	37.697	1.444	37.430	0.728	37.237	0.207	36.960	0.538	37.467	0.826	37.398	0.641	37.488	0.883
15	39.099	2.677	38.911	2.182	38.632	1.449	38.240	0.421	38.305	0.592	38.039	0.109	38.067	0.035	37.619	1.212	37.538	1.425	37.713	0.965
16	39.597	0.108	40.018	0.953	39.268	0.939	39.559	0.204	39.859	0.553	40.053	1.041	40.315	1.703	40.257	1.556	40.440	2.018	40.046	1.025
17	40.231	5.383	41.148	3.227	40.366	5.066	41.049	3.459	41.140	3.246	41.406	2.619	41.242	3.005	41.749	1.813	41.571	2.233	42.077	1.041
18	40.958	1.885	42.125	4.789	41.770	3.905	42.161	4.879	41.908	4.249	41.715	3.768	41.537	3.326	41.089	2.211	41.158	2.382	40.674	1.178
19	41.728	3.941	42.833	1.397	43.112	0.755	42.820	1.426	42.599	1.936	42.332	2.550	42.588	1.961	42.530	2.095	42.611	1.909	42.942	1.145
20	42.489	2.100	43.236	0.379	43.986	1.349	43.302	0.225	43.441	0.095	43.634	0.540	43.679	0.644	44.186	1.811	44.003	1.389	43.913	1.181
21	43.189	2.111	43.377	1.684	44.159	0.088	43.767	0.800	44.060	0.135	44.327	0.469	44.048	0.164	43.599	1.180	43.778	0.776	43.603	1.173
22	43.780	0.228	43.359	0.734	43.715	0.080	44.006	0.747	44.019	0.777	43.826	0.335	43.926	0.562	43.867	0.429	43.799	0.271	44.192	1.173
23	44.222	0.963	43.305	1.130	43.026	1.767	43.710	0.207	43.423	0.861	43.156	1.469	43.384	0.950	43.891	0.207	43.810	0.022	43.303	1.135
24	44.485	4.621	43.318	1.876	42.568	0.112	42.959	1.033	42.798	0.654	42.991	1.108	42.774	0.597	42.326	0.457	42.509	0.026	42.993	1.112
Media	2.375			2.029		1.524		1.263		1.163		1.193		1.211		1.057		1.017		0.878

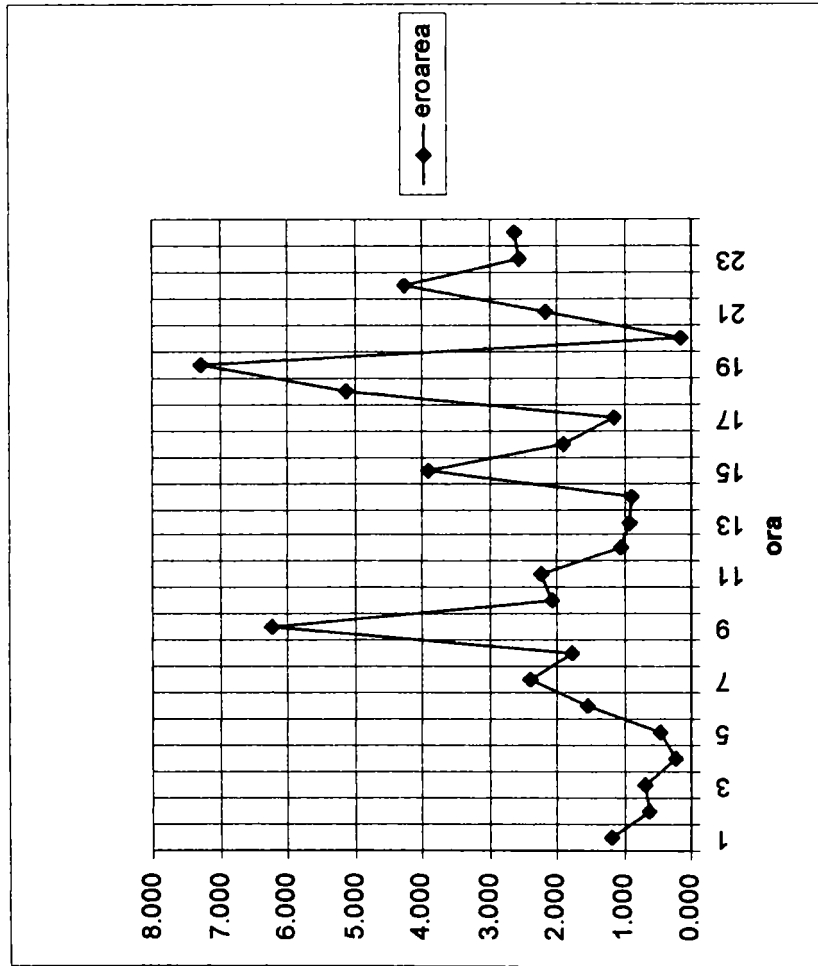


Fig. A.7. Evoluția erorilor pe paliere orare pentru puterea activă folosind 3 armonici.

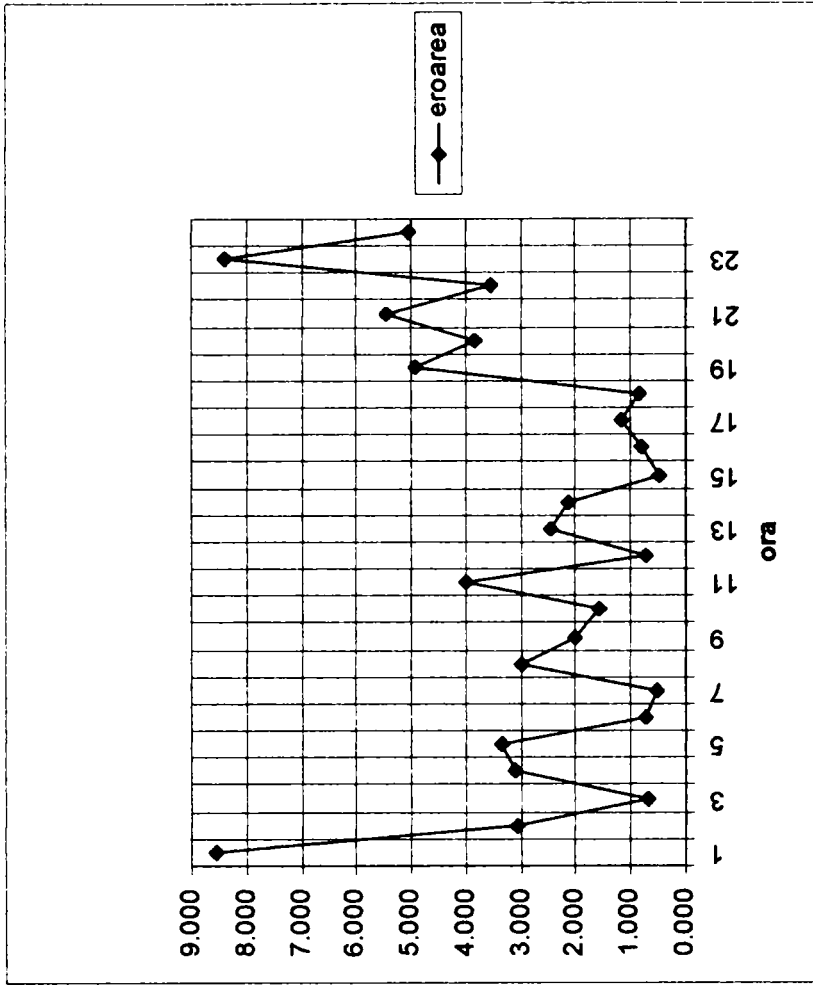


Fig. A.8. Evoluția erorilor pe paliere orare pentru puterea reactivă folosind 3 armonici.

ANEXA 2 –CALCULUL CURENȚILOR DE SCURT-CIRCUIT.

A 2.1. Calculul parametrilor elementelor schemei electrice.

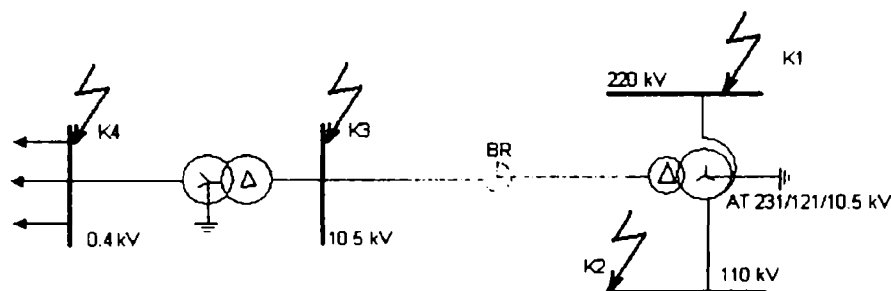


Fig. A.9. Localizarea pe schema electrică a locurilor de producere a scurtcircuitelor

a. Alegerea mărimilor de bază

$S_{b1} := 200 \text{ MVA}$	$S_{b2} := S_{b1}$	$S_{b3} := S_{b1}$	
$U_{b1} := 231 \text{ kV}$	$U_{b2} := 121 \text{ kV}$	$U_{b3} := 10.5 \text{ kV}$	$U_{b4} := 0.4 \text{ kV}$
$I_{b1} := \frac{S_{b1}}{\sqrt{3} \cdot U_{b1}}$	$I_{b2} := \frac{S_{b2}}{\sqrt{3} \cdot U_{b2}}$	$I_{b3} := \frac{S_{b3}}{\sqrt{3} \cdot U_{b3}}$	$I_{b4} := \frac{S_{b1}}{\sqrt{3} \cdot U_{b4}}$
$I_{b1} = 0.5 \text{ kA}$	$I_{b2} = 0.954 \text{ kA}$	$I_{b3} = 10.997 \text{ kA}$	$I_{b4} = 288.675 \text{ kA}$
$Z_{b1} := \frac{U_{b1}^2}{S_{b1}}$	$Z_{b2} := \frac{U_{b2}^2}{S_{b2}}$	$Z_{b3} := \frac{U_{b3}^2}{S_{b3}}$	$Z_{b4} := \frac{U_{b4}^2}{S_{b1}}$
$Z_{b1} = 266.805 \ \Omega$	$Z_{b2} = 73.205 \ \Omega$	$Z_{b3} = 0.551 \ \Omega$	$Z_{b4} = 8 \times 10^{-4} \ \Omega$

b. Calculul parametrilor AT

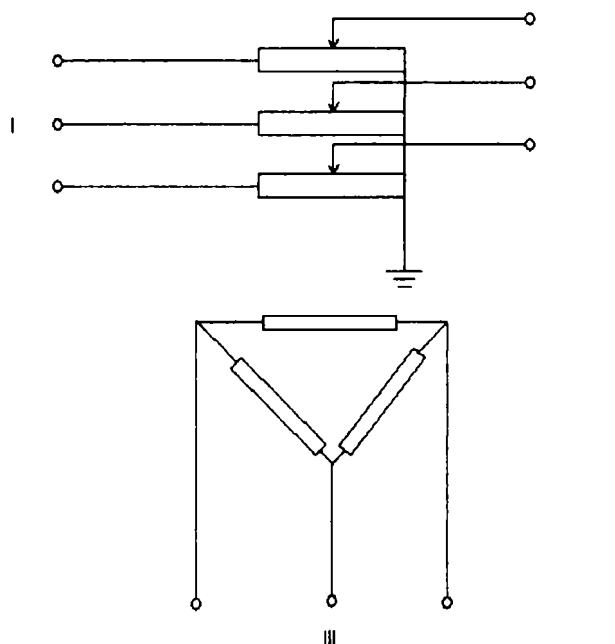


Fig. A.10. Schema electrica a autotransformatorului cu trei nivele de tensiune

$U_{1n} := 231 \text{ kV}$	$U_{2n} := 121 \text{ kV}$	$U_{3n} := 10.5 \text{ kV}$	$S_{n1} := 200 \text{ MVA}$
$S_{n2} := 200 \text{ MVA}$	$S_{n3} := 60 \text{ MVA}$	$\Delta P_{sc12} := 485$	$\Delta P_{sc23} := 160$
$\Delta P_{sc13} := 170$	$\Delta P_g := 105 \text{ kW}$		
$usc_{12} := 10$	$usc_{23} := 6.3$	$usc_{13} := 10$	$i_g := 0.8 \%$

$$\begin{aligned}
 I_{1n} &:= \frac{S_{n1} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{1n}} & I_{2n} &:= \frac{S_{n2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{2n}} & I_{3n} &:= \frac{S_{n3} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{3n}} \\
 I_{1n} &= 499.87 \text{ A} & I_{2n} &= 954.298 \text{ A} & I_{3n} &= 3.299 \times 10^3 \text{ A} \\
 R_{12r} &:= \frac{\Delta P_{sc12} \cdot S_{b1}}{1000 S_{n2}^2} & R_{13r} &:= \frac{\Delta P_{sc13} \cdot S_{b1}}{1000 S_{n3}^2} & R_{23r} &:= \frac{\Delta P_{sc23} \cdot S_{b2}}{1000 S_{n3}^2} \\
 R_{12r} &= 2.425 \times 10^{-3} & R_{13r} &= 9.444 \times 10^{-3} & R_{23r} &= 8.889 \times 10^{-3} \text{ u.r.} \\
 R_{1r} &:= \frac{R_{12r} + R_{13r} - R_{23r}}{2} & R_{2r} &:= \frac{R_{12r} + R_{23r} - R_{13r}}{2} & R_{3r} &:= \frac{R_{13r} + R_{23r} - R_{12r}}{2} \\
 R_{1r} &= 1.49 \times 10^{-3} & R_{2r} &= 9.347 \times 10^{-4} & R_{3r} &= 7.954 \times 10^{-3} \text{ u.r.} \\
 Z_{12r} &:= \frac{usc_{12} \cdot S_{b1}}{100 S_{n2}} & Z_{13r} &:= \frac{usc_{13} \cdot S_{b1}}{100 S_{n3}} & Z_{23r} &:= \frac{usc_{23} \cdot S_{b1}}{100 S_{n3}} \\
 Z_{12r} &= 0.1 & Z_{13r} &= 0.333 & Z_{23r} &= 0.21 \text{ u.r.} \\
 Z_{1ATr} &:= \frac{Z_{12r} + Z_{13r} - Z_{23r}}{2} & Z_{2ATr} &:= \frac{Z_{12r} + Z_{23r} - Z_{13r}}{2} & Z_{3ATr} &:= \frac{Z_{13r} + Z_{23r} - Z_{12r}}{2} \\
 Z_{1ATr} &= 0.112 & Z_{2ATr} &= -0.012 & Z_{3ATr} &= 0.222 \text{ u.r.} \\
 X_{1r} &:= \sqrt{Z_{1ATr}^2 - R_{1r}^2} & X_{2r} &:= \sqrt{Z_{2ATr}^2 - R_{2r}^2} & X_{3r} &:= \sqrt{Z_{3ATr}^2 - R_{3r}^2} \\
 X_{1r} &= 0.112 & X_{2r} &= 0.012 & X_{3r} &= 0.222 \text{ u.r.} \\
 Z_{1r} &:= R_{1r} + i \cdot X_{1r} & Z_{2r} &:= R_{2r} + i \cdot X_{2r} & Z_{3r} &:= R_{3r} + i \cdot X_{3r} \\
 Z_{1r} &= 1.49 \times 10^{-3} + 0.112i & Z_{2r} &= 9.347 \times 10^{-4} + 0.012i & Z_{3r} &= 7.954 \times 10^{-3} + 0.222i \\
 |Z_{1r}| &= 0.112 & |Z_{2r}| &= 0.012 & |Z_{3r}| &= 0.222 \text{ u.r.}
 \end{aligned}$$

c. Calculul parametrilor echivalenți de sistem 110 kV și 220 kV

$$\begin{aligned}
 S_{sc220} &:= 20000 & S_{sc110} &:= 6000 & c &:= 1.1 \\
 Z_{110r} &:= \left[\frac{(c \cdot 110)^2}{S_{sc110}} \right] \cdot \frac{S_{b2}}{U_{b2}^2} & Z_{110r} &= 0.033 \text{ u.r.} \\
 Z_{220r} &:= \left[\frac{(c \cdot 220)^2}{S_{sc220}} \right] \cdot \frac{S_{b1}}{U_{b1}^2} & Z_{220r} &= 0.011 \text{ u.r.} \\
 Z_{s110r} &:= 0.1 \cdot 0.995 \cdot Z_{110r} + i \cdot 0.995 \cdot Z_{110r} & Z_{s220r} &:= 0.1 \cdot 0.995 \cdot Z_{220r} + i \cdot 0.995 \cdot Z_{220r} \\
 Z_{s110r} &= 3.317 \times 10^{-3} + 0.033i & Z_{s220r} &= 1.092 \times 10^{-3} + 0.011i \\
 |Z_{s110r}| &= 0.033 & |Z_{s220r}| &= 0.011 \text{ u.r.}
 \end{aligned}$$

d. Calculul parametrilor TSP

$$\begin{aligned}
 U_{n1TSP} &:= 10 \text{ kV} & U_{n2TSP} &:= 0.4 \text{ kV} & S_{nTSP} &:= 1.6 \text{ MVA} & \Delta P_{scTSP} &:= 14.96 \text{ kW} \\
 \Delta P_{gTSP} &:= 2.2 \text{ kW} & usc_{TSP} &:= 6 \% & i_g &:= 1.3 \% \\
 I_{1nTSP} &:= \frac{S_{nTSP} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{n1TSP}} & I_{1nTSP} &= 92.376 \text{ A} & I_{2nTSP} &:= \frac{S_{nTSP} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{n2TSP}} & I_{2nTSP} &= 2.309 \times 10^3 \text{ A} \\
 R_{TSPr} &:= \left(\frac{\Delta P_{scTSP}}{1000} \right) \cdot \frac{S_{b1}}{S_{nTSP}^2} & R_{TSPr} &= 1.169 & X_{TSPr} &:= \left(\frac{usc_{TSP}}{100} \right) \cdot \frac{S_{b1}}{S_{nTSP}} & X_{TSPr} &= 7.5 \\
 Z_{TSPr} &:= R_{TSPr} + i \cdot X_{TSPr} & |Z_{TSPr}| &= 7.591
 \end{aligned}$$

e. Calculul parametrilor consumatorilor SP

$$P_c := 1 \qquad Q_c := 0.6 \qquad S_c := \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \qquad S_c = 1.166$$

$$R_{cr}' := P_c \cdot \frac{S_{b1}}{S_c^2} \quad R_{cr}' = 147.059 \quad X_{cr}' := Q_c \cdot \frac{S_{b1}}{S_c^2} \quad X_{cr}' = 88.235$$

$$R_{cr} := \frac{R_{cr}' \cdot X_{cr}'^2}{R_{cr}'^2 + X_{cr}'^2} \quad X_{cr} := \frac{R_{cr}'^2 \cdot X_{cr}'}{R_{cr}'^2 + X_{cr}'^2} \quad R_{cr} = 38.927 \quad X_{cr} = 64.879 \text{ u.r.}$$

$$Z_{cr} := R_{cr} + i \cdot X_{cr} \quad |Z_{cr}| = 75.661$$

f. Calculul parametrilor BR

$$ZBR\% := 4\% \quad I_{nb} := 0.4 \text{ kA} \quad U_{nb} := 10.5 \text{ kV}$$

$$ZBRr := \left(\frac{ZBR\%}{100} \right) \cdot \left(\frac{I_{b3}}{I_{nb}} \right) \cdot \left(\frac{U_{nb}}{U_{b3}} \right) \quad ZBRr = 1.1 \quad Z_{tertr} := Z_{TSPr} + Z_{cr} \quad Z_{3BRr} := Z_{3r} + ZBRr$$

$$|Z_{tertr}| = 82.743 \quad |Z_{3BRr}| = 1.13$$

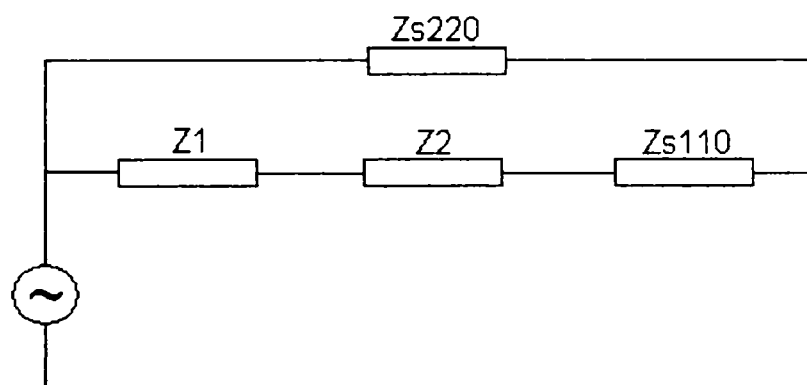
A 2.2. Calculul curenților de scurtcircuit cu terțiarul AT în gol (cu bornele izolate - nu se pot produce scurtcircuite la bornele terțiarului).**a. Scurtcircuit 3F in K1**

Fig. A.11. Schema electrică monofilară de secvență directă pentru un scurtcircuit trifazat în k1

$$U_{1nr} := \frac{220}{U_{b1}} \quad U_{1nr} = 0.952 \quad Z_{ek1dr} := Z_{1r} + Z_{2r} + Z_{s110r}$$

$$Z_{k1dr} := \frac{Z_{s220r} \cdot Z_{ek1dr}}{Z_{s220r} + Z_{ek1dr}} \quad Z_{k1dr} = 9.785 \times 10^{-4} + 0.01i$$

$$I_{3Fk1r} := \frac{c \cdot U_{1nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k1dr}} \quad |I_{3Fk1r}| = 58.969 \quad I_{3Fk1} := |I_{3Fk1r}| \cdot I_{b1} \quad I_{3Fk1} = 29.477 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk1ATr} := \frac{c \cdot U_{1nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ek1dr}} \quad I_{3Fk1AT110} := |I_{3Fk1ATr}| \cdot I_{b2} \quad I_{3Fk1AT110} = 3.687 \text{ kA} \quad |I_{3Fk1ATr}| = 3.863$$

$$I_{3Fk1AT220} := |I_{3Fk1ATr}| \cdot I_{b1} \quad I_{3Fk1AT220} = 1.931 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk1s110} := I_{3Fk1AT110} \quad I_{3Fk1s110} = 3.687 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk1s220r} := I_{3Fk1r} - I_{3Fk1ATr} \quad I_{3Fk1s220} := |I_{3Fk1s220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{3Fk1s220} = 27.549 \text{ kA}$$

b. Scurtcircuit 3F in K2

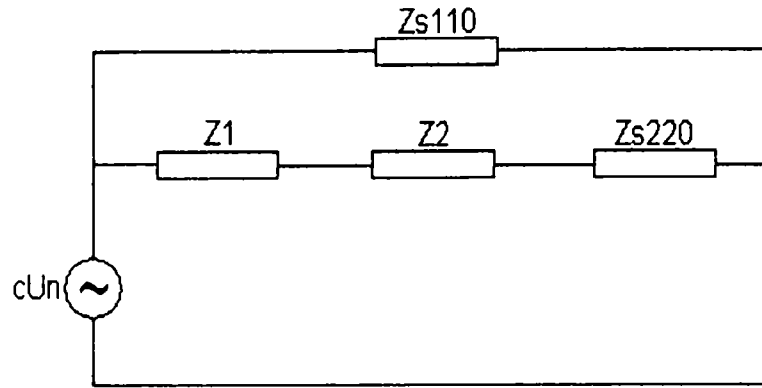


Fig. A.12. Schema electrica monofilara de secventa directa pentru un scurtcircuit trifazat in k2

$$U_{2nr} := \frac{U_{110}}{U_{b2}} \quad U_{2nr} = 0.909 \quad Z_{ek2dr} := Z_{1r} + Z_{2r} + Z_{s220r}$$

$$Z_{ek2dr} = 3.517 \times 10^{-3} + 0.134i \quad Z_{k2dr} := \frac{Z_{s110r} \cdot Z_{ek2dr}}{Z_{s110r} + Z_{ek2dr}} \quad Z_{k2dr} = 2.27 \times 10^{-3} + 0.027i$$

$$I_{3Fk2r} := \frac{c \cdot U_{2nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k2dr}} \quad |I_{3Fk2r}| = 21.612 \quad I_{3Fk2} := |I_{3Fk2r}| \cdot I_{b2} \quad I_{3Fk2} = 20.625 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk2ATr} := \frac{c \cdot U_{2nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ek2dr}} \quad I_{3Fk2AT110} := |I_{3Fk2ATr}| \cdot I_{b2} \quad I_{3Fk2AT110} = 4.104 \text{ kA} \quad |I_{3Fk2ATr}| = 4.3$$

$$I_{3Fk2AT220} := |I_{3Fk2ATr}| \cdot I_{b1} \quad I_{3Fk2AT220} = 2.15 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk2s220} := I_{3Fk2AT220} \quad I_{3Fk2s220} = 2.15 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk2s110r} := I_{3Fk2r} - I_{3Fk2ATr} \quad I_{3Fk2s110} := |I_{3Fk2s110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{3Fk2s110} = 16.53 \text{ kA}$$

c. Scurtcircuit 3F simultan in k1 si k2

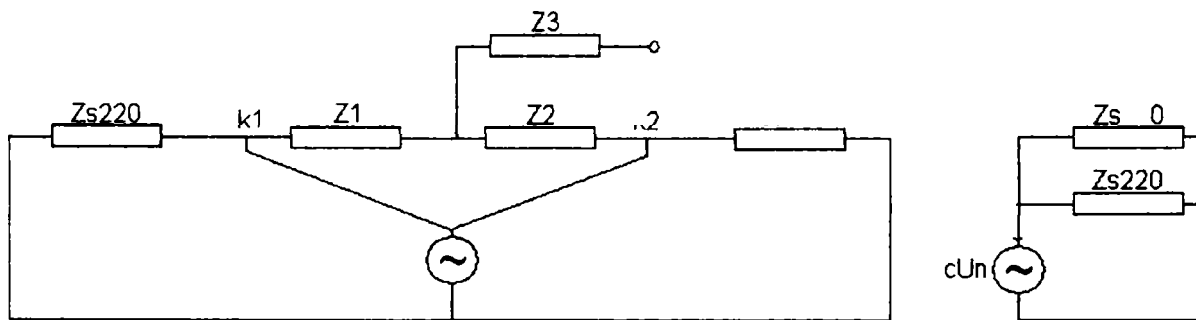


Fig. A.13. Schema electrica monofilara de secventa directa pentru un scurtcircuit trifazat simultan in k1 si k2

$$Z_{ek1k2dr} := \frac{Z_{s220r} \cdot Z_{s110r}}{Z_{s220r} + Z_{s110r}} \quad Z_{ek1k2dr} = 8.215 \times 10^{-4} + 8.215i \times 10^{-3} \quad I_{3Fk1k2r} := \frac{c \cdot U_{1nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ek1k2dr}}$$

$$I_{3Fk1k2s110r} := I_{3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{ek1k2dr}}{Z_{s110r}} \quad I_{3Fk1k2s110} := |I_{3Fk1k2s110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{3Fk1k2s110} = 17.317 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk1k2s220r} := I_{3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{ek1k2dr}}{Z_{s220r}} \quad I_{3Fk1k2s220} := |I_{3Fk1k2s220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{3Fk1k2s220} = 27.549 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk1k1} := I_{3Fk1k2s110} + I_{3Fk1k2s220} \quad I_{3Fk1k1} = 44.866 \text{ kA}$$

d. Scurtcircuit FN in k1

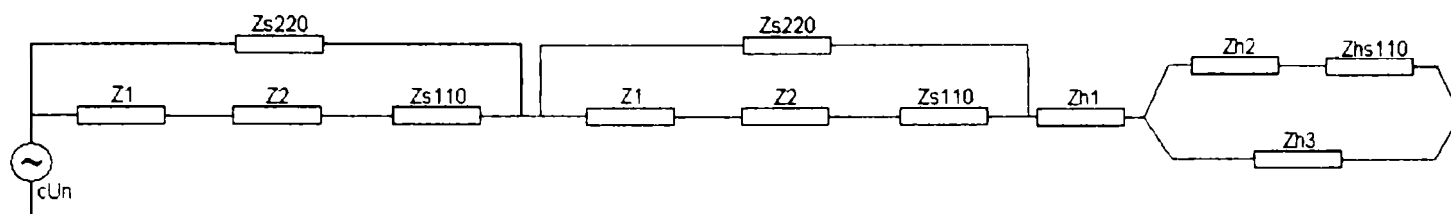


Fig. A. 14. Schema echivalenta de calcul pentru curentul de scurtcircuit monofazat

$$\begin{aligned}
 Z_{hs220r} &:= 3 \cdot Z_{s220r} & Z_{hs110r} &:= 2 \cdot Z_{s110r} & Z_{h1r} &:= Z_{1r} & Z_{h2r} &:= Z_{2r} & Z_{h3r} &:= Z_{3r} \\
 Z_{he1k1r} &:= Z_{h2r} + Z_{hs110r} & Z_{he2k1r} &:= \frac{Z_{he1k1r} \cdot Z_{h3r}}{Z_{he1k1r} + Z_{h3r}} & Z_{he3k1r} &:= Z_{h1r} + Z_{he2k1r} \\
 Z_{hk1r} &:= \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{he3k1r}}{Z_{hs220r} + Z_{he3k1r}} & Z_{FNk1r} &:= 2 \cdot Z_{k1dr} + Z_{hk1r} & I_{k1FNr} &:= \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{1nr}}{Z_{FNk1r}} \\
 I_{k1FNr} &= 3.467 - 37.573i & I_{k1FN} &:= |I_{k1FNr}| \cdot I_{b1} & I_{k1FN} &= 18.861 \text{ kA} \\
 I_{dk1r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{k1FNr} & I_{lk1r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{k1FNr} & I_{hk1r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{k1FNr} \\
 I_{d220k1r} &:= I_{dk1r} \cdot \frac{Z_{k1dr}}{Z_{1r} + Z_{2r} + Z_{s110r}} & I_{d220k1r} &= 0.027 - 0.824i & I_{i220k1r} &:= I_{d220k1r} \\
 I_{h220k1r} &:= I_{hk1r} \cdot \frac{Z_{hk1r}}{Z_{he3k1r}} & I_{h220k1r} &= 0.08 - 2.045i \text{ kA} \\
 I_{FN220k1r} &:= I_{d220k1r} + I_{i220k1r} + I_{h220k1r} & I_{FN220k1} &:= I_{FN220k1r} \cdot I_{b1} & |I_{FN220k1}| &= 1.847 \\
 I_{d110k1r} &:= I_{d220k1r} & I_{i110k1r} &:= I_{i220k1r} & I_{h110k1r} &:= I_{h220k1r} \cdot \frac{Z_{h3r}}{Z_{h3r} + Z_{h2r} + Z_{hs110r}} \\
 I_{h110k1r} &= 0.083 - 1.51i \text{ kA} & I_{FN110k1r} &:= I_{d110k1r} + I_{i110k1r} + I_{h110k1r} \\
 I_{FN110k1} &:= I_{FN110k1r} \cdot I_{b2} & |I_{FN110k1}| &= 3.016 \text{ kA} \\
 I_{FN10k1r} &:= I_{h220k1r} - I_{h110k1r} & I_{FN10k1} &:= I_{FN10k1r} \cdot I_{b3} & |I_{FN10k1}| &= 5.878 \text{ kA} \\
 \frac{|I_{FN10k1}| \cdot 10^3}{I_{3n}} &= 1.782 & I_{FNs110k1} &:= I_{FN110k1} & |I_{FNs110k1}| &= 3.016 \text{ kA} \\
 I_{d220sk1r} &:= I_{dk1r} - I_{d220k1r} & I_{i220sk1r} &:= I_{d220sk1r} & I_{h220sk1r} &:= I_{hk1r} - I_{h220k1r} \\
 I_{FN220sk1r} &:= I_{d220sk1r} + I_{i220sk1r} + I_{h220sk1r} & I_{FN220sk1} &:= I_{FN220sk1r} \cdot I_{b1} \\
 |I_{FN220sk1}| &= 17.018 \text{ kA}
 \end{aligned}$$

e. Scurtcircuit FN in k2

$$\begin{aligned}
 Z_{he1k2r} &:= Z_{h1r} + Z_{hs220r} & Z_{he2k2r} &:= \frac{Z_{he1k2r} \cdot Z_{h3r}}{Z_{he1k2r} + Z_{h3r}} & Z_{he3k2r} &:= Z_{h2r} + Z_{he2k2r} \\
 Z_{hk2r} &:= \frac{Z_{hs110r} \cdot Z_{he3k2r}}{Z_{hs110r} + Z_{he3k2r}} & Z_{FNk2r} &:= 2 \cdot Z_{k2dr} + Z_{hk2r} & I_{FNk2r} &:= \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{2nr}}{Z_{FNk2r}} \\
 I_{FNk2r} &= 1.502 - 18.503i & I_{FNk2} &:= |I_{FNk2r}| \cdot I_{b2} & I_{FNk2} &= 17.715 \text{ kA} \\
 I_{dk2r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{FNk2r} & I_{lk2r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{FNk2r} & I_{hk2r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{FNk2r} \\
 I_{d110k2r} &:= I_{dk2r} \cdot \frac{Z_{k2dr}}{Z_{1r} + Z_{2r} + Z_{s220r}} & I_{d110k2r} &= 0.027 - 1.231i & I_{i110k2r} &:= I_{d110k2r} \\
 I_{h110k2r} &:= I_{hk2r} \cdot \frac{Z_{hk2r}}{Z_{he3k2r}} & I_{h110k2r} &= 0.112 - 2.487i & I_{FN110k2r} &:= I_{d110k2r} + I_{i110k2r} + I_{h110k2r} \\
 I_{FN110k2} &:= I_{FN110k2r} \cdot I_{b2} & |I_{FN110k2}| &= 4.725 \text{ kA} & I_{d220k2r} &:= I_{d110k2r} & I_{i220k2r} &:= I_{i110k2r}
 \end{aligned}$$

$$I_{h220k2r} := I_{h110k2r} \cdot \frac{Z_{h3r}}{Z_{h3r} + Z_{h1r} + Z_{hs220r}} \quad I_{h220k2r} = 0.066 - 1.505i$$

$$I_{FN220k2r} := I_{d220k2r} + I_{i220k2r} + I_{h220k2r} \quad I_{FN220k2} := I_{FN220k2r} \cdot I_{b1} \quad |I_{FN220k2}| = 1.984 \text{ kA}$$

$$I_{FN10k2r} := I_{h110k2r} - I_{h220k2r} \quad I_{FN10k2} := I_{FN10k2r} \cdot I_{b3} \quad |I_{FN10k2}| = 10.802 \text{ kA}$$

$$\frac{|I_{FN10k2}| \cdot 10^3}{I_{3n}} = 3.274$$

$$I_{FNs220k2} := I_{FN220k2} \quad |I_{FNs220k2}| = 1.984 \text{ kA}$$

$$I_{d110sk2r} := I_{dk2r} - I_{d110k2r} \quad I_{i110sk2r} := I_{di110k2r} \quad I_{h110sk2r} := I_{hk2r} - I_{h110k2r}$$

$$I_{FN110sk2r} := I_{d110sk2r} + I_{i110sk2r} + I_{h110sk2r} \quad I_{FN110sk2} := I_{FN110sk2r} \cdot I_{b2} \quad |I_{FN110sk2}| = 12.997 \text{ kA}$$

f. Scurtcircuit FN simultan in k1 si k2, pe aceeași fază

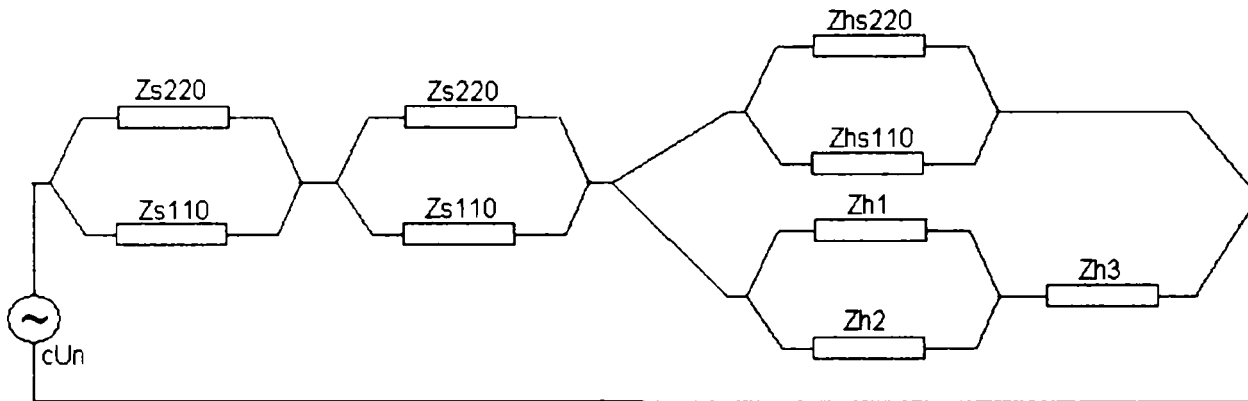


Fig. A.15. Schema echivalenta monofilara pentru un scurtcircuit monofazat simultan, pe aceeași fază, in k1 si k2

$$Z_{he1k1k2r} := \frac{Z_{h1r} \cdot Z_{h2r}}{Z_{h1r} + Z_{h2r}} \quad Z_{he2k1k2r} := Z_{he1k1k2r} + Z_{h3r} \quad Z_{he3k1k2r} := \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{hs110r}}{Z_{hs220r} + Z_{hs110r}}$$

$$Z_{hk1k2r} := \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{hs110r} \cdot Z_{he2k1k2r}}{Z_{hs220r} \cdot Z_{hs110r} + Z_{hs110r} \cdot Z_{he2k1k2r} + Z_{he2k1k2r} \cdot Z_{hs220r}} \quad Z_{FNk1k2r} := 2 \cdot Z_{ek1k2dr} + Z_{hk1k2r}$$

$$I_{FNk1k2r} := \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{1nr}}{Z_{FNk1k2r}} \quad I_{dk1k2r} := \frac{1}{3} \cdot I_{FNk1k2r} \quad I_{ik2r} := \frac{1}{3} \cdot I_{FNk1k2r}$$

$$I_{hk1k2r} := \frac{1}{3} \cdot I_{FNk1k2r} \quad I_{FNk1k220sdr} := I_{dk1k2r} \cdot \frac{Z_{ek1k2dr}}{Z_{s220r}} \quad I_{FNk1k2110sdr} := I_{dk1k2r} \cdot \frac{Z_{ek1k2dr}}{Z_{s110r}}$$

$$I_{FNk1k2220sir} := I_{FNk1k2220sdr} \quad I_{FNk1k2110sir} := I_{FNk1k2110sdr}$$

$$I_{FNk1k2220shr} := I_{hk1k2r} \cdot \frac{Z_{hk1k2r}}{Z_{hs220r}} \quad I_{FNk1k2110shr} := I_{hk1k2r} \cdot \frac{Z_{hk1k2r}}{Z_{hs110r}}$$

$$I_{FNk1k2110sr} := I_{FNk1k2110sdr} + I_{FNk1k2110sir} + I_{FNk1k2110shr} \quad I_{FNk1k2110s} := |I_{FNk1k2110sr}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{FNk1k2110s} = 12.56 \text{ kA}$$

$$I_{FNk1k2220sr} := I_{FNk1k2220sdr} + I_{FNk1k2220sir} + I_{FNk1k2220shr} \quad I_{FNk1k2220s} := |I_{FNk1k2220sr}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{FNk1k2220s} = 17.459 \text{ kA}$$

$$I_{FN110220hr} := I_{hk1k2r} \cdot \frac{Z_{hk1k2r}}{Z_{he2k1k2r}} \quad I_{FN110hr} := I_{FN110220hr} \cdot \frac{Z_{he1k1k2r}}{Z_{h2r}}$$

$$I_{FN220hr} := I_{FN110220hr} \cdot \frac{Z_{he1k1k2r}}{Z_{h1r}} \quad I_{FN110h} := |I_{FN110hr}| \cdot I_{b2} \quad I_{FN110h} = 1.237 \text{ kA}$$

$$I_{FN220h} := |I_{FN220hr}| \cdot I_{b1} \quad I_{FN220h} = 0.068 \text{ kA}$$

$$I_{FN10hr} := I_{FN110hr} + I_{FN220hr} \quad I_{FN10h} := |I_{FN10hr}| \cdot I_{b3} \quad I_{FN10h} = 15.736 \text{ kA}$$

$$I_{FNk1k2110r} := I_{FN110hr} \quad I_{FNk1k2110} := |I_{FNk1k2110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{FNk1k2110} = 1.237 \text{ kA}$$

$$I_{FNk1k2220r} := I_{FN220hr} \quad I_{FNk1k2220} := |I_{FNk1k2220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{FNk1k2220} = 0.068 \text{ kA}$$

$$I_{FNk1k210r} := I_{FN10hr} \quad I_{FNk1k210} := I_{FN10r} \quad I_{FNk1k210} = 15.736 \text{ kA} \quad \frac{I_{FNk1k210} \cdot 10^3}{I_{3n}} = 4.77$$

A 2.3. Calculul curenților de scurtcircuit cu terțiarul AT în sarcină (în terțiar se conectează TSP fără BR).

a. Scurtcircuit 3F în K1

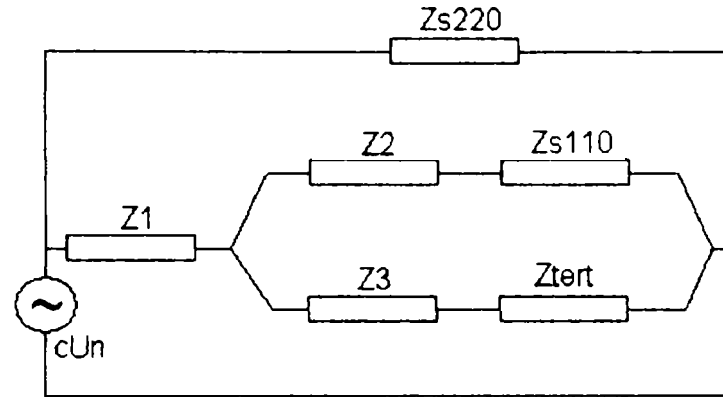


Fig. A.16. Schema de secvența directă pentru un scurtcircuit trifazat în k1

$$Z_{Be1k1dr} := Z_{2r} + Z_{s110r} \quad Z_{Be2k1dr} := Z_{3r} + Z_{tertr} \quad Z_{Be3k1dr} := \frac{Z_{Be1k1dr} \cdot Z_{Be2k1dr}}{Z_{Be1k1dr} + Z_{Be2k1dr}}$$

$$Z_{Be4k1dr} := Z_{1r} + Z_{Be3k1dr} \quad Z_{Bk1dr} := \frac{Z_{s220r} \cdot Z_{Be4k1dr}}{Z_{s220r} + Z_{Be4k1dr}} \quad Z_{Bk1dr} = 9.785 \times 10^{-4} + 0.01i$$

$$I_{B3Fk1r} := \frac{c \cdot U_{1nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{Bk1dr}} \quad |I_{B3Fk1r}| = 58.97 \quad I_{B3Fk1} := |I_{B3Fk1r}| \cdot I_{b1} \quad I_{B3Fk1} = 29.477 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1ATr} := I_{B3Fk1r} \cdot \frac{Z_{Bk1dr}}{Z_{Be4k1dr}} \quad |I_{B3Fk1ATr}| = 3.864 \quad I_{B3Fk1220r} := I_{B3Fk1ATr}$$

$$I_{B3Fk1220} := |I_{B3Fk1220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{B3Fk1220} = 1.931 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1110r} := I_{B3Fk1220r} \cdot \frac{Z_{Be3k1dr}}{Z_{Be1k1dr}} \quad I_{B3Fk1110} := |I_{B3Fk1110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{B3Fk1110} = 3.686 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk110r} := I_{B3Fk1220r} \cdot \frac{Z_{Be3k1dr}}{Z_{Be2k1dr}} \quad I_{B3Fk110} := |I_{B3Fk110r}| \cdot I_{b3} \quad I_{B3Fk110} = 0.023 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1s110} := I_{B3Fk1110} \quad I_{B3Fk1s110} = 3.686 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1s220r} := I_{B3Fk1r} - I_{B3Fk1ATr} \quad I_{B3Fk1s220} := |I_{B3Fk1s220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{B3Fk1s220} = 27.549 \text{ kA}$$

b. Scurtcircuit 3F în K2

$$Z_{Be1k2dr} := Z_{1r} + Z_{s220r} \quad Z_{Be2k2dr} := Z_{3r} + Z_{tertr} \quad Z_{Be3k2dr} := \frac{Z_{Be1k2dr} \cdot Z_{Be2k2dr}}{Z_{Be1k2dr} + Z_{Be2k2dr}}$$

$$Z_{Be4k2dr} := Z_{2r} + Z_{Be3k2dr} \quad Z_{Bk2dr} := \frac{Z_{s110r} \cdot Z_{Be4k2dr}}{Z_{s110r} + Z_{Be4k2dr}} \quad Z_{Bk2dr} = 2.272 \times 10^{-3} + 0.027i$$

$$I_{B3Fk2r} := \frac{c \cdot U_{2nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{Bk2dr}} \quad |I_{B3Fk2r}| = 21.618 \quad I_{B3Fk2} := |I_{B3Fk2r}| \cdot I_{b2} \quad I_{B3Fk2} = 20.63 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk2ATr} := I_{B3Fk2r} \cdot \frac{Z_{Bk2dr}}{Z_{Be4k1dr}} \quad |I_{B3Fk2ATr}| = 3.688 \quad I_{B3Fk2110r} := I_{B3Fk2ATr}$$

$$I_{B3Fk2110} := |I_{B3Fk2110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{B3Fk2110} = 3.52 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk2220r} := I_{B3Fk2110r} \cdot \frac{Z_{Be3k2dr}}{Z_{Be1k2dr}} \quad I_{B3Fk2220} := |I_{B3Fk2220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{B3Fk2220} = 1.841 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk210r} := I_{B3Fk2110r} \cdot \frac{Z_{Be3k2dr}}{Z_{Be2k2dr}} \quad I_{B3Fk210} := |I_{B3Fk210r}| \cdot I_{b3} \quad I_{B3Fk210} = 0.06 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk2s220} := I_{B3Fk2220} \quad I_{B3Fk2s220} = 1.841 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk2s110r} := I_{B3Fk2r} - I_{B3Fk2ATr} \quad I_{B3Fk2s110} := |I_{B3Fk2s110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{B3Fk2s110} = 17.115 \text{ kA}$$

c. Scurtcircuit 3F in K3

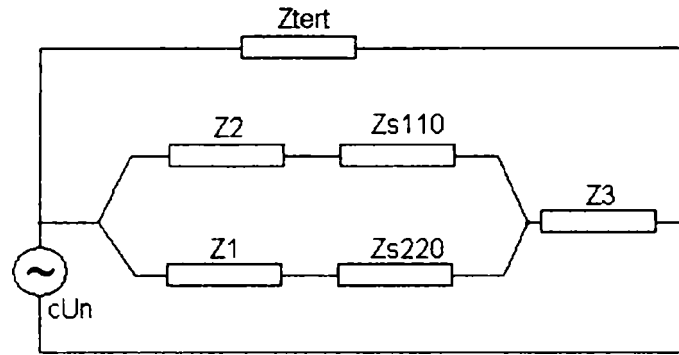


Fig. A.17. Schema de secventa directa pentru un scurtcircuit trifazat in k3

$$\begin{aligned}
 U_{3nr} &:= \frac{10}{U_{b3}} & U_{3nr} &= 0.952 & Z_{e1k3dr} &:= Z_{1r} + Z_{s220r} & Z_{e2k3dr} &:= Z_{2r} + Z_{s110r} \\
 Z_{e3k3dr} &:= \frac{Z_{e1k3dr} \cdot Z_{e2k3dr}}{Z_{e1k3dr} + Z_{e2k3dr}} & Z_{e4k3dr} &:= Z_{3r} + Z_{e3k3dr} & Z_{k3dr} &:= \frac{Z_{e4k3dr} \cdot Z_{tertr}}{Z_{e4k3dr} + Z_{tertr}} \\
 I_{3Fk3r} &:= \frac{c \cdot U_{3nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k3dr}} & |I_{3Fk3r}| &= 2.382 & I_{3Fk3} &:= |I_{3Fk3r}| \cdot I_{b3} & I_{3Fk3} &= 26.2 \text{ kA} \\
 I_{3Fk3ATr} &:= I_{3Fk3r} \cdot \frac{Z_{k3dr}}{Z_{e4k3dr}} & I_{3Fk310r} &:= I_{3Fk3ATr} & I_{3Fk310} &:= |I_{3Fk310r}| \cdot I_{b3} \\
 I_{3Fk310} &= 26.128 \text{ kA} \\
 \frac{I_{3Fk310} \cdot 10^3}{I_{3n}} &= 7.92 & I_{3Fk3220r} &:= I_{3Fk3ATr} \cdot \frac{Z_{e3k3dr}}{Z_{e1k3dr}} & |I_{3Fk3220r}| &= 0.638 \\
 I_{3Fk3220} &:= |I_{3Fk3220r}| \cdot I_{b1} & I_{3Fk3220} &= 0.319 \text{ kA} \\
 I_{3Fk3110r} &:= I_{3Fk3ATr} \cdot \frac{Z_{e3k3dr}}{Z_{e2k3dr}} & |I_{3Fk3110r}| &= 1.739 \\
 I_{3Fk3110} &:= |I_{3Fk3110r}| \cdot I_{b2} & I_{3Fk3110} &= 1.659 \text{ kA} \\
 I_{3Fk3tertr} &:= I_{3Fk3r} \cdot \frac{Z_{k3dr}}{Z_{tertr}} & I_{3Fk3tertr} &:= |I_{3Fk3tertr}| \cdot I_{b3} & I_{3Fk3tertr} &= 0.08 \text{ kA} \\
 I_{3Fk3s220} &:= I_{3Fk3220r} & I_{3Fk3s220} &= 0.319 \text{ kA} & I_{3Fk3s110} &:= I_{3Fk3110r} & I_{3Fk3s110} &= 1.659 \text{ kA}
 \end{aligned}$$

d. Scurtcircuit 3F in K4

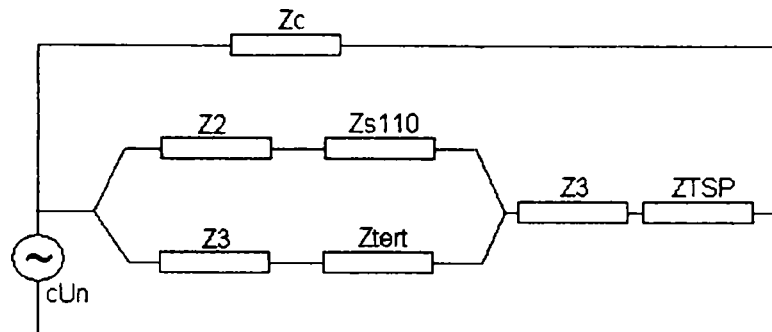


Fig. A.18. Schema de secventa directa pentru un scurtcircuit trifazat in k4

$$\begin{aligned}
 U_{4nr} &:= \frac{0.4}{U_{b4}} & U_{4nr} &= 1 & Z_{e1k4dr} &:= Z_{1r} + Z_{s220r} & Z_{e2k4dr} &:= Z_{2r} + Z_{s110r} \\
 Z_{e3k4dr} &:= \frac{Z_{e1k4dr} \cdot Z_{e2k4dr}}{Z_{e1k4dr} + Z_{e2k4dr}} & Z_{e4k4dr} &:= Z_{3r} + Z_{TSPr} + Z_{e3k4dr} & Z_{k4dr} &:= \frac{Z_{e4k4dr} \cdot Z_{cr}}{Z_{e4k4dr} + Z_{cr}} \\
 I_{3Fk4r} &:= \frac{c \cdot U_{4nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{k4dr}} & |I_{3Fk4r}| &= 0.089 & I_{3Fk4} &:= |I_{3Fk4r}| \cdot I_{b4} & I_{3Fk4} &= 25.632 \text{ kA}
 \end{aligned}$$

$$I_{3Fk4ATr} := I_{3Fk4r} \cdot \frac{Z_{k4dr}}{Z_{e4k4dr}} \quad I_{3Fk410r} := I_{3Fk4ATr} \quad I_{3Fk410} := |I_{3Fk410r}| \cdot I_{b3} \quad I_{3Fk410} = 0.89 \text{ kA}$$

$$\frac{I_{3Fk410} \cdot 10^3}{I_{3n}} = 0.27 \quad I_{3Fk4220r} := I_{3Fk4ATr} \cdot \frac{Z_{e3k4dr}}{Z_{e1k4dr}} \quad |I_{3Fk4220r}| = 0.022$$

$$I_{3Fk4220} := |I_{3Fk4220r}| \cdot I_{b1} \quad I_{3Fk4220} = 0.011 \text{ kA} \quad I_{3Fk4110r} := I_{3Fk4ATr} \cdot \frac{Z_{e3k4dr}}{Z_{e2k4dr}} \quad |I_{3Fk4110r}| = 0.059$$

$$I_{3Fk4110} := |I_{3Fk4110r}| \cdot I_{b2} \quad I_{3Fk4110} = 0.057 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4cr} := I_{3Fk4r} \cdot \frac{Z_{k4dr}}{Z_{cr}} \quad I_{3Fk4c} := |I_{3Fk4cr}| \cdot I_{b4} \quad I_{3Fk4c} = 2.423 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4TSPjtr} := I_{3Fk410r} \quad I_{3Fk4TSPjt} := |I_{3Fk4TSPjtr}| \cdot I_{b4} \quad I_{3Fk4TSPjt} = 23.374 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4s220} := I_{3Fk4220r} \quad I_{3Fk4s220} = 0.011 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4s110} := I_{3Fk4110r} \quad I_{3Fk4s110} = 0.057 \text{ kA}$$

e. Scurtcircuit 3Fsimultan in K1 si k2

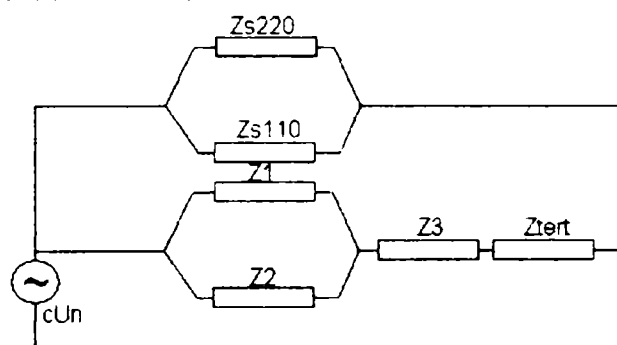


Fig. A.19. Schema echivalenta pentru un scurtcircuit trifazat simultan in k1 si k2

$$Z_{Be1k1k2dr} := \frac{Z_{s220r} \cdot Z_{s110r}}{Z_{s220r} + Z_{s110r}} \quad Z_{Be2k1k2dr} := \frac{Z_{1r} \cdot Z_{2r}}{Z_{1r} + Z_{2r}}$$

$$Z_{Be3k1k2dr} := Z_{Be2k1k2dr} + Z_{3r} + Z_{tertr} \quad Z_{Bek1k2dr} := \frac{Z_{Be3k1k2dr} \cdot Z_{Be1k1k2dr}}{Z_{Be3k1k2dr} + Z_{Be1k1k2dr}}$$

$$I_{B3Fk1k2r} := \frac{c \cdot U_{1nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{Bek1k2dr}} \quad I_{B3FATk1k2r} := I_{B3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{Bek1k2dr}}{Z_{Be3k1k2dr}}$$

$$I_{B3Fk1k210r} := I_{B3FATk1k2r} \quad I_{B3Fk1k210} := |I_{B3Fk1k210r}| \cdot I_{b3} \quad I_{B3Fk1k210} = 0.08 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1k2TSPjt} := |I_{B3Fk1k210r}| \cdot I_{b4} \quad I_{B3Fk1k2TSPjt} = 2.105 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1k2110r} := I_{B3FATk1k2r} \cdot \frac{Z_{Be2k1k2dr}}{Z_{2r}} \quad I_{B3Fk1k2110} := |I_{B3Fk1k2110r}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{B3Fk1k2110} = 6.301 \times 10^{-3} \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1k2220r} := I_{B3FATk1k2r} \cdot \frac{Z_{Be2k1k2dr}}{Z_{1r}} \quad I_{B3Fk1k2220} := |I_{B3Fk1k2220r}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{B3Fk1k2220} = 3.449 \times 10^{-4} \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1k2s110r} := I_{B3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{Bek1k2dr}}{Z_{s110r}} \quad I_{B3Fk1k2s110} := |I_{B3Fk1k2s110r}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{B3Fk1k2s110} = 17.317 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1k2s220r} := I_{B3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{Bek1k2dr}}{Z_{s220r}} \quad I_{B3Fk1k2s220} := |I_{B3Fk1k2s220r}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{B3Fk1k2s220} = 27.549 \text{ kA}$$

$$I_{B3Fk1k2} := I_{B3Fk1k2110} + I_{B3Fk1k2220} + I_{B3Fk1k2s110} + I_{B3Fk1k2s220} \quad I_{B3Fk1k2} = 44.873 \text{ kA}$$

f. Scurtcircuit FN in k1

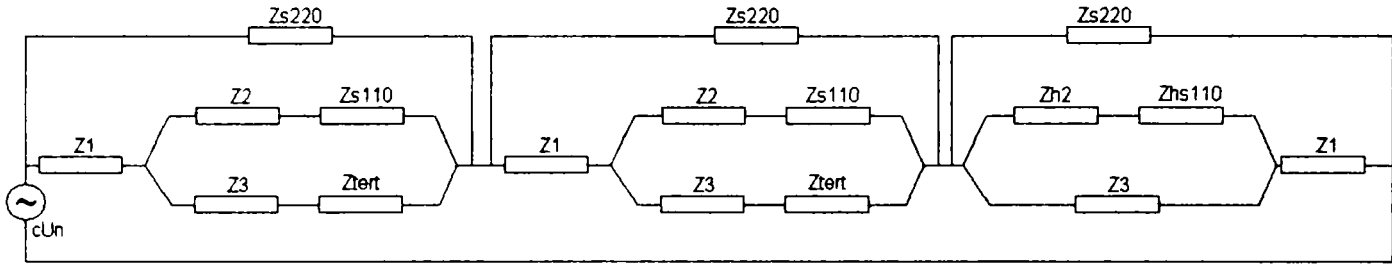


Fig. A.20. Schema echivalenta de secventa directa pentru un scurtcircuit monofazat in k1

$$Z_{hs220r} := 3 \cdot Z_{s220r} \quad Z_{hs110r} := 2 \cdot Z_{s110r} \quad Z_{h1r} := Z_{1r} \quad Z_{h2r} := Z_{2r} \quad Z_{h3r} := Z_{3r}$$

$$Z_{he1k1r} := Z_{h2r} + Z_{hs110r} \quad Z_{he2k1r} := \frac{Z_{he1k1r} \cdot Z_{h3r}}{Z_{he1k1r} + Z_{h3r}} \quad Z_{he3k1r} := Z_{h1r} + Z_{he2k1r}$$

$$Z_{hk1r} := \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{he3k1r}}{Z_{hs220r} + Z_{he3k1r}} \quad Z_{BFNk1r} := 2 \cdot Z_{Bk1dr} + Z_{hk1r} \quad I_{Bk1FNr} := \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{1nr}}{Z_{BFNk1r}}$$

$$I_{Bk1FNr} = 3.467 - 37.573i$$

$$I_{Bk1FN} := |I_{Bk1FNr}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{Bk1FN} = 18.861 \text{ kA}$$

$$I_{Bdk1r} := \frac{1}{3} \cdot I_{Bk1FNr}$$

$$I_{Bik1r} := \frac{1}{3} \cdot I_{Bk1FNr}$$

$$I_{Bhk1r} := \frac{1}{3} \cdot I_{Bk1FNr}$$

$$I_{BFNk1ATdr} := I_{Bdk1r} \cdot \frac{Z_{Bk1dr}}{Z_{Be4k1dr}}$$

$$|I_{BFNk1ATdr}| = 0.824$$

$$I_{BFNk1220dr} := I_{BFNk1ATdr}$$

$$I_{BFNk1220d} := |I_{BFNk1220dr}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{BFNk1220d} = 0.412 \text{ kA}$$

$$I_{BFNk1110dr} := I_{BFNk1220dr} \cdot \frac{Z_{Be3k1dr}}{Z_{Be1k1dr}}$$

$$I_{BFNk1110d} := |I_{BFNk1110dr}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{BFNk1110d} = 0.786 \text{ kA}$$

$$I_{BFNk110dr} := I_{BFNk1220dr} \cdot \frac{Z_{Be3k1dr}}{Z_{Be2k1dr}}$$

$$I_{BFNk110d} := |I_{BFNk110dr}| \cdot I_{b3}$$

$$I_{BFNk110d} = 4.914 \times 10^{-3} \text{ kA}$$

$$I_{BFNk1220i} := I_{BFNk1220c}$$

$$I_{BFNk1110i} := I_{BFNk1110c}$$

$$I_{BFNk110i} := I_{BFNk110c}$$

$$I_{Bh220k1r} := I_{Bhk1r} \cdot \frac{Z_{hk1r}}{Z_{he3k1r}}$$

$$I_{Bh220k1r} = 0.08 - 2.045i$$

$$I_{BFN220k1r} := I_{BFNk1220d} + I_{BFNk1220i} + I_{Bh220k1r}$$

$$I_{BFN220k1} := I_{BFN220k1r} \cdot I_{b1}$$

$$|I_{BFN220k1}| = 1.118 \text{ kA}$$

$$I_{Bh110k1r} := I_{Bh220k1r} \cdot \frac{Z_{h3r}}{Z_{h3r} + Z_{h2r} + Z_{hs110r}}$$

$$I_{Bh110k1r} = 0.083 - 1.51i$$

$$I_{BFN110k1r} := I_{BFNk1110d} + I_{BFNk1110i} + I_{Bh110k1r}$$

$$I_{BFN110k1} := I_{BFN110k1r} \cdot I_{b2}$$

$$|I_{BFN110k1}| = 2.138 \text{ kA}$$

$$I_{BFN10k1r} := I_{Bh220k1r} - I_{Bh110k1r}$$

$$I_{BFN10k1} := I_{BFN10k1r} \cdot I_{b3}$$

$$|I_{BFN10k1}| = 5.878 \text{ kA}$$

$$I_{BFNs110k1} := I_{BFN110k1}$$

$$|I_{BFNs110k1}| = 2.138 \text{ kA}$$

$$I_{Bd220sk1r} := I_{Bdk1r} - I_{BFNk1220c}$$

$$I_{Bi220sk1r} := I_{Bd220sk1r}$$

$$I_{Bh220sk1r} := I_{Bhk1r} - I_{Bh220k1r}$$

$$I_{BFN220sk1r} := I_{Bd220sk1r} + I_{Bi220sk1r} + I_{Bh220sk1r}$$

$$I_{BFN220sk1} := I_{BFN220sk1r} \cdot I_{b1}$$

$$|I_{BFN220sk1}| = 17.806 \text{ kA}$$

g. Scurtcircuit FN in k2

$$Z_{he1k2r} := Z_{h1r} + Z_{hs220r}$$

$$Z_{he2k2r} := \frac{Z_{he1k2r} \cdot Z_{h3r}}{Z_{he1k2r} + Z_{h3r}}$$

$$Z_{he3k2r} := Z_{h2r} + Z_{he2k2r}$$

$$Z_{hk2r} := \frac{Z_{hs110r} \cdot Z_{he3k2r}}{Z_{hs110r} + Z_{he3k2r}}$$

$$Z_{BFNk2r} := 2 \cdot Z_{Bk2dr} + Z_{hk2r}$$

$$I_{BFNk2r} := \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{2nr}}{Z_{BFNk2r}}$$

$$I_{BFNk2r} = 1.503 - 18.505i$$

$$I_{BFNk2} := |I_{BFNk2r}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{BFNk2} = 17.718 \text{ kA}$$

$$I_{Bdk2r} := \frac{1}{3} \cdot I_{BFNk2r}$$

$$I_{Bik2r} := \frac{1}{3} \cdot I_{BFNk2r}$$

$$I_{Bhk2r} := \frac{1}{3} \cdot I_{BFNk2r}$$

$$\begin{aligned}
\text{IBFNk2ATdr} &:= \text{IBdk2r} \cdot \frac{\text{ZBk2dr}}{\text{ZBe4k1dr}} & |\text{IBFNk2ATdr}| &= 1.056 & \text{IBFNk2110dr} &:= \text{IBFNk2ATdr} \\
\text{IBFNk2110d} &:= |\text{IBFNk2110dr}| \cdot \text{lb}_2 & \text{IBFNk2110d} &= 1.008 \text{ kA} \\
\text{IBFNk2220dr} &:= \text{IBFNk2110dr} \cdot \frac{\text{ZBe3k2dr}}{\text{ZBe1k2dr}} & \text{IBFNk2220d} &:= |\text{IBFNk2220dr}| \cdot \text{lb}_1 & \text{IBFNk2220d} &= 0.527 \text{ kA} \\
\text{IBFNk210dr} &:= \text{IBFNk2110dr} \cdot \frac{\text{ZBe3k2dr}}{\text{ZBe2k2dr}} & \text{IBFNk210d} &:= |\text{IBFNk210dr}| \cdot \text{lb}_3 & \text{IBFNk210d} &= 0.017 \text{ kA} \\
\text{IBFNk2110ir} &:= \text{IBFNk2110di} & \text{IBFNk2220ir} &:= \text{IBFNk2220di} & \text{IBFNk210ir} &:= \text{IBFNk210di} \\
\text{IBh110k2r} &:= \text{IBhk2r} \cdot \frac{\text{Zhk2r}}{\text{Zhe3k2r}} & \text{IBh110k2r} &= 0.112 - 2.487i \\
\text{IBFN110k2r} &:= \text{IBFNk2110dr} + \text{IBFNk2110ir} + \text{IBh110k2i} & \text{IBFN110k2} &:= \text{IBFN110k2r} \cdot \text{lb}_2 \\
|\text{IBFN110k2}| &= 4.391 \text{ kA} \\
\text{IBh220k2r} &:= \text{IBh110k2r} \cdot \frac{\text{Zh3r}}{\text{Zh3r} + \text{Zh1r} + \text{Zhs220r}} & \text{IBh220k2r} &= 0.066 - 1.506i \\
\text{IBFN220k2r} &:= \text{IBFNk2220dr} + \text{IBFNk2220ir} + \text{IBh220k2i} & \text{IBFN220k2} &:= \text{IBFN220k2r} \cdot \text{lb}_1 \\
|\text{IBFN220k2}| &= 1.808 \text{ kA} \\
\text{IBFN10k2r} &:= \text{IBh110k2r} - \text{IBh220k2i} & \text{IBFN10k2} &:= \text{IBFN10k2r} \cdot \text{lb}_3 & |\text{IBFN10k2}| &= 10.804 \text{ kA} \\
\frac{|\text{IBFN10k2}| \cdot 10^3}{\text{I}_{3n}} &= 3.275 \\
\text{IBFNs220k2} &:= \text{IBFN220k2} & |\text{IBFNs220k2}| &= 1.808 \text{ kA} \\
\text{IBd110sk2r} &:= \text{IBdk2r} - \text{IBFNk2110di} & \text{IBi110sk2r} &:= \text{IBd110sk2i} & \text{IBh110sk2r} &:= \text{IBhk2r} - \text{IBh110k2i} \\
\text{IBFN110sk2r} &:= \text{IBd110sk2r} + \text{IBi110sk2r} + \text{IBh110sk2i} & \text{IBFN110sk2} &:= \text{IBFN110sk2r} \cdot \text{lb}_2 \\
|\text{IBFN110sk2}| &= 13.332 \text{ kA}
\end{aligned}$$

h. Scurtcircuit FN simultan in k1 si k2, pe aceeași fază

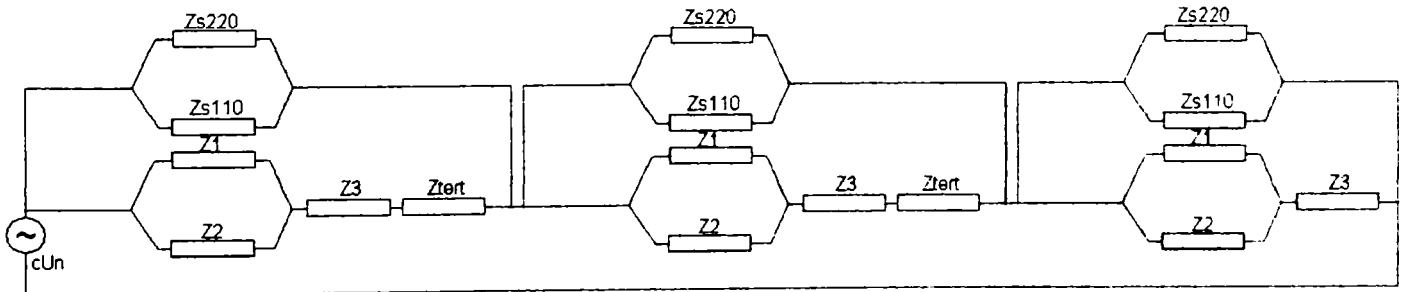


Fig. A.21. Schema echivalenta pentru un scurtcircuit monofazat simultan, pe aceeași fază în k1 și k2

$$\begin{aligned}
\text{Zhe1k1k2r} &:= \frac{\text{Zh1r} \cdot \text{Zh2r}}{\text{Zh1r} + \text{Zh2r}} & \text{Zhe2k1k2r} &:= \text{Zhe1k1k2r} + \text{Zh3r} & \text{Zhe3k1k2r} &:= \frac{\text{Zhs220r} \cdot \text{Zhs110r}}{\text{Zhs220r} + \text{Zhs110r}} \\
\text{Zhk1k2r} &:= \frac{\text{Zhs220r} \cdot \text{Zhs110r} \cdot \text{Zhe2k1k2r}}{\text{Zhs220r} \cdot \text{Zhs110r} + \text{Zhs110r} \cdot \text{Zhe2k1k2r} + \text{Zhe2k1k2r} \cdot \text{Zhs220r}} \\
\text{ZBFNk1k2r} &:= 2 \cdot \text{ZBe1k1k2dr} + \text{Zhk1k2r} & \text{IBFNk1k2r} &:= \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot \text{U1nr}}{\text{ZBFNk1k2r}} \\
\text{IBdk1k2r} &:= \frac{1}{3} \cdot \text{IBFNk1k2r} & \text{IBik1k2r} &:= \frac{1}{3} \cdot \text{IBFNk1k2r} & \text{IBhk1k2r} &:= \frac{1}{3} \cdot \text{IBFNk1k2r} \\
\text{IBFNk1k2s110dr} &:= \text{IBdk1k2r} \cdot \frac{\text{ZBe1k1k2dr}}{\text{Zs110r}} & \text{IBFNk1k2s110d} &:= |\text{IBFNk1k2s110dr}| \cdot \text{lb}_2 \\
\text{IBFNk1k2s110d} &= 3.902 \text{ kA} & \text{IBFNk1k2s220dr} &:= \text{IBdk1k2r} \cdot \frac{\text{ZBe1k1k2dr}}{\text{Zs220r}} \\
\text{IBFNk1k2s220d} &:= |\text{IBFNk1k2s220dr}| \cdot \text{lb}_1 & \text{IBFNk1k2s220d} &= 6.207 \text{ kA}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\text{IBFNk1k2s220ir} &:= \text{IBFNk1k2s220dr} & \text{IBFNk1k2s110ir} &:= \text{IBFNk1k2s110dr} \\
\text{IBFNk1k2s220hr} &:= \text{IBhk1k2r} \cdot \frac{\text{Zhk1k2r}}{\text{Zhs220r}} & \text{IBFNk1k2s110hr} &:= \text{IBhk1k2r} \cdot \frac{\text{Zhk1k2r}}{\text{Zhs110r}} \\
\text{IBFNk1k2s220r} &:= \text{IBFNk1k2s220dr} + \text{IBFNk1k2s220ir} + \text{IBFNk1k2s220hr} \\
\text{IBFNk1k2s220} &:= |\text{IBFNk1k2s220r}| \cdot \text{Ib1} & \text{IBFNk1k2s220} &= 17.459 \text{ kA} \\
\text{IBFNk1k2s110r} &:= \text{IBFNk1k2s110dr} + \text{IBFNk1k2s110ir} + \text{IBFNk1k2s110hr} \\
\text{IBFNk1k2s110} &:= |\text{IBFNk1k2s110r}| \cdot \text{Ib2} & \text{IBFNk1k2s110} &= 12.56 \text{ kA} \\
\text{IBFN110220hr} &:= \text{IBhk1k2r} \cdot \frac{\text{Zhk1k2r}}{\text{Zhe2k1k2r}} & \text{IBFN110hr} &:= \text{IBFN110220hr} \cdot \frac{\text{Zhe1k1k2r}}{\text{Zh2r}} \\
\text{IBFN110h} &:= |\text{IBFN110hr}| \cdot \text{Ib2} & \text{IBFN110h} &= 1.237 \text{ kA} \\
\text{IBFN220hr} &:= \text{IBFN110220hr} \cdot \frac{\text{Zhe1k1k2r}}{\text{Zh1r}} & \text{IBFN220h} &:= |\text{IBFN220hr}| \cdot \text{Ib1} & \text{IBFN220h} &= 0.068 \text{ kA} \\
\text{IBFN10hr} &:= \text{IBFN110hr} + \text{IBFN220hr} & \text{IBFN10h} &:= |\text{IBFN10hr}| \cdot \text{Ib3} & \text{IBFN10h} &= 15.736 \text{ kA} \\
\text{IBFNk1k2110r} &:= \text{IBFN110hr} & \text{IBFNk1k2110} &:= |\text{IBFNk1k2110r}| \cdot \text{Ib2} & \text{IBFNk1k2110} &= 1.237 \text{ kA} \\
\text{IBFNk1k2220r} &:= \text{IBFN220hr} & \text{IBFNk1k2220} &:= |\text{IBFNk1k2220r}| \cdot \text{Ib1} & \text{IBFNk1k2220} &= 0.068 \text{ kA} \\
\text{IBFNk1k210r} &:= \text{IBFN10hr} & \text{IBFNk1k210} &:= \text{IBFN10r} & \text{IBFNk1k210} &= 15.736 \text{ kA} \\
\frac{\text{IBFNk1k210} \cdot 10^3}{\text{I3n}} &= 4.77 \text{ kA}
\end{aligned}$$

A 2.4. Calculul curenților de scurtcircuit cu terțiarul AT în sarcină (în terțiar se conectează TSP + BR).

a. Scurtcircuit 3F în K1

$$\begin{aligned}
\text{Z3r} &:= \text{Z3BRi} & \text{ZCe1k1dr} &:= \text{Z2r} + \text{Zs110r} & \text{ZCe2k1dr} &:= \text{Z3r} + \text{Ztertr} \\
\text{ZCe3k1dr} &:= \frac{\text{ZCe1k1dr} \cdot \text{ZCe2k1dr}}{\text{ZCe1k1dr} + \text{ZCe2k1dr}} & \text{ZCe4k1dr} &:= \text{Z1r} + \text{ZCe3k1dr} & \text{ZCk1dr} &:= \frac{\text{Zs220r} \cdot \text{ZCe4k1dr}}{\text{Zs220r} + \text{ZCe4k1dr}} \\
\text{ZCk1dr} &= 9.785 \times 10^{-4} + 0.01i & \text{IC3Fk1r} &:= \frac{c \cdot \text{U1nr}}{\sqrt{3} \cdot \text{ZCk1dr}} & |\text{IC3Fk1r}| &= 58.97 \\
\text{IC3Fk1} &:= |\text{IC3Fk1r}| \cdot \text{Ib1} & \text{IC3Fk1} &= 29.477 \text{ kA} \\
\text{IC3Fk1ATr} &:= \text{IC3Fk1r} \cdot \frac{\text{ZCk1dr}}{\text{ZCe4k1dr}} & |\text{IC3Fk1ATr}| &= 3.864 & \text{IC3Fk1220r} &:= \text{IC3Fk1ATr} \\
\text{IC3Fk1220} &:= |\text{IC3Fk1220r}| \cdot \text{Ib1} & \text{IC3Fk1220} &= 1.931 \text{ kA} \\
\text{IC3Fk1110r} &:= \text{IC3Fk1220r} \cdot \frac{\text{ZCe3k1dr}}{\text{ZCe1k1dr}} & \text{IC3Fk1110} &:= |\text{IC3Fk1110r}| \cdot \text{Ib2} & \text{IC3Fk1110} &= 3.686 \text{ kA} \\
\text{IC3Fk110r} &:= \text{IC3Fk1220r} \cdot \frac{\text{ZCe3k1dr}}{\text{ZCe2k1dr}} & \text{IC3Fk110} &:= |\text{IC3Fk110r}| \cdot \text{Ib3} & \text{IC3Fk110} &= 0.023 \text{ kA} \\
\text{IC3Fk1s110} &:= \text{IC3Fk1110} & \text{IC3Fk1s110} &= 3.686 \text{ kA} \\
\text{IC3Fk1s220r} &:= \text{IC3Fk1r} - \text{IC3Fk1ATr} & \text{IC3Fk1s220} &:= |\text{IC3Fk1s220r}| \cdot \text{Ib1} & \text{IC3Fk1s220} &= 27.549 \text{ kA}
\end{aligned}$$

b. Scurtcircuit 3F în K2

$$\begin{aligned}
\text{ZCe1k2dr} &:= \text{Z1r} + \text{Zs220r} & \text{ZCe2k2dr} &:= \text{Z3r} + \text{Ztertr} & \text{ZCe3k2dr} &:= \frac{\text{ZCe1k2dr} \cdot \text{ZCe2k2dr}}{\text{ZCe1k2dr} + \text{ZCe2k2dr}} \\
\text{ZCe4k2dr} &:= \text{Z2r} + \text{ZCe3k2dr} & \text{ZCk2dr} &:= \frac{\text{Zs110r} \cdot \text{ZCe4k2dr}}{\text{Zs110r} + \text{ZCe4k2dr}} & \text{ZCk2dr} &= 2.272 \times 10^{-3} + 0.027i \\
\text{IC3Fk2r} &:= \frac{c \cdot \text{U2nr}}{\sqrt{3} \cdot \text{ZCk2dr}} & |\text{IC3Fk2r}| &= 21.618 & \text{IC3Fk2} &:= |\text{IC3Fk2r}| \cdot \text{Ib2} & \text{IC3Fk2} &= 20.63 \text{ kA} \\
\text{IC3Fk2ATr} &:= \text{IC3Fk2r} \cdot \frac{\text{ZCk2dr}}{\text{ZCe4k1dr}} & |\text{IC3Fk2ATr}| &= 3.688
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 IC3Fk2110r &:= IC3Fk2ATr & IC3Fk2110 &:= |IC3Fk2110r| \cdot Ib2 & IC3Fk2110 &= 3.52 \text{ kA} \\
 IC3Fk2220r &:= IC3Fk2110r \cdot \frac{Z_{Ce3k2dr}}{Z_{Ce1k2dr}} & IC3Fk2220 &:= |IC3Fk2220r| \cdot Ib1 & IC3Fk2220 &= 1.841 \text{ kA} \\
 IC3Fk210r &:= IC3Fk2110r \cdot \frac{Z_{Ce3k2dr}}{Z_{Ce2k2dr}} & IC3Fk210 &:= |IC3Fk210r| \cdot Ib3 & IC3Fk210 &= 0.059 \text{ kA} \\
 \frac{IC3Fk210 \cdot 10^3}{I3n} &= 0.018 & IC3Fk2s220 &:= IC3Fk2220 & IC3Fk2s220 &= 1.841 \text{ kA} \\
 IC3Fk2s110r &:= IC3Fk2r - IC3Fk2ATr & IC3Fk2s110 &:= |IC3Fk2s110r| \cdot Ib2 & & \\
 IC3Fk2s110 &= 17.115 \text{ kA} & & & &
 \end{aligned}$$

c. Scurtcircuit 3F in K3

$$\begin{aligned}
 U3nr &:= \frac{10}{Ub3} & U3nr &= 0.952 & Ze1k3dr &:= Z1r + Zs220r & Ze2k3dr &:= Z2r + Zs110r \\
 Ze3k3dr &:= \frac{Ze1k3dr \cdot Ze2k3dr}{Ze1k3dr + Ze2k3dr} & Ze4k3dr &:= Z3r + Ze3k3dr & Zk3dr &:= \frac{Ze4k3dr \cdot Ztertr}{Ze4k3dr + Ztertr} \\
 I3Fk3r &:= \frac{c \cdot U3nr}{\sqrt{3} \cdot Zk3dr} & |I3Fk3r| &= 0.536 & I3Fk3 &:= |I3Fk3r| \cdot Ib3 & I3Fk3 &= 5.894 \text{ kA} \\
 I3Fk3ATr &:= I3Fk3r \cdot \frac{Zk3dr}{Ze4k3dr} & I3Fk310r &:= I3Fk3ATr & I3Fk310 &:= |I3Fk310r| \cdot Ib3 & I3Fk310 &= 5.84 \text{ kA} \\
 \frac{I3Fk310 \cdot 10^3}{I3n} &= 1.77 & & & & & & \\
 I3Fk3220r &:= I3Fk3ATr \cdot \frac{Ze3k3dr}{Ze1k3dr} & |I3Fk3220r| &= 0.143 & I3Fk3220 &:= |I3Fk3220r| \cdot Ib1 & & \\
 I3Fk3220 &= 0.071 \text{ kA} & & & & & & \\
 I3Fk3110r &:= I3Fk3ATr \cdot \frac{Ze3k3dr}{Ze2k3dr} & |I3Fk3110r| &= 0.389 & I3Fk3110 &:= |I3Fk3110r| \cdot Ib2 & & \\
 I3Fk3110 &= 0.371 \text{ kA} & & & & & & \\
 I3Fk3tertr &:= I3Fk3r \cdot \frac{Zk3dr}{Ztertr} & I3Fk3tert &:= |I3Fk3tertr| \cdot Ib3 & I3Fk3tert &= 0.08 \text{ kA} & & \\
 I3Fk3s220 &:= I3Fk3220 & I3Fk3s220 &= 0.071 \text{ kA} & & & & \\
 I3Fk3s110 &:= I3Fk3110 & I3Fk3s110 &= 0.371 \text{ kA} & & & &
 \end{aligned}$$

d. Scurtcircuit 3F in k4

$$\begin{aligned}
 U4nr &:= \frac{0.4}{Ub4} & U4nr &= 1 & Ze1k4dr &:= Z1r + Zs220r & Ze2k4dr &:= Z2r + Zs110r \\
 Ze3k4dr &:= \frac{Ze1k4dr \cdot Ze2k4dr}{Ze1k4dr + Ze2k4dr} & Ze4k4dr &:= Z3r + ZTSPr + Ze3k4dr & Zk4dr &:= \frac{Ze4k4dr \cdot Zcr}{Ze4k4dr + Zcr} \\
 I3Fk4r &:= \frac{c \cdot U4nr}{\sqrt{3} \cdot Zk4dr} & |I3Fk4r| &= 0.087 & I3Fk4 &:= |I3Fk4r| \cdot Ib4 & I3Fk4 &= 25.036 \text{ kA} \\
 I3Fk4ATr &:= I3Fk4r \cdot \frac{Zk4dr}{Ze4k4dr} & I3Fk410r &:= I3Fk4ATr & I3Fk410 &:= |I3Fk410r| \cdot Ib3 & I3Fk410 &= 0.864 \text{ kA} \\
 \frac{I3Fk410 \cdot 10^3}{I3n} &= 0.262 & & & & & & \\
 I3Fk4220r &:= I3Fk4ATr \cdot \frac{Ze3k4dr}{Ze1k4dr} & |I3Fk4220r| &= 0.021 & I3Fk4220 &:= |I3Fk4220r| \cdot Ib1 & & \\
 I3Fk4220 &= 0.011 \text{ kA} & & & & & &
 \end{aligned}$$

$$I_{3Fk4110r} := I_{3Fk4ATr} \cdot \frac{Z_{e3k4dr}}{Z_{e2k4dr}} \quad |I_{3Fk4110r}| = 0.058 \quad I_{3Fk4110} := |I_{3Fk4110r}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{3Fk4110} = 0.055 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4cr} := I_{3Fk4r} \cdot \frac{Z_{k4dr}}{Z_{cr}} \quad I_{3Fk4c} := |I_{3Fk4cr}| \cdot I_{b4} \quad I_{3Fk4c} = 2.423 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4TSPjtr} := I_{3Fk410r} \quad I_{3Fk4TSPjt} := |I_{3Fk4TSPjtr}| \cdot I_{b4} \quad I_{3Fk4TSPjt} = 22.683 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4s220} := I_{3Fk422C} \quad I_{3Fk4s220} = 0.011 \text{ kA}$$

$$I_{3Fk4s110} := I_{3Fk411C} \quad I_{3Fk4s110} = 0.055 \text{ kA}$$

e. Scurtcircuit 3F simultan in k1 si k2

$$Z_{Ce1k1k2dr} := \frac{Z_{s220r} \cdot Z_{s110r}}{Z_{s220r} + Z_{s110r}} \quad Z_{Ce2k1k2dr} := \frac{Z_{1r} \cdot Z_{2r}}{Z_{1r} + Z_{2r}}$$

$$Z_{Ce3k1k2dr} := Z_{Ce2k1k2dr} + Z_{3r} + Z_{tertr} \quad Z_{Cek1k2dr} := \frac{Z_{Ce3k1k2dr} \cdot Z_{Ce1k1k2dr}}{Z_{Ce3k1k2dr} + Z_{Ce1k1k2dr}}$$

$$I_{C3Fk1k2r} := \frac{c \cdot U_{1nr}}{\sqrt{3} \cdot Z_{Cek1k2dr}} \quad I_{C3FATk1k2r} := I_{C3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{Cek1k2dr}}{Z_{Ce3k1k2dr}}$$

$$I_{C3Fk1k210r} := I_{C3FATk1k2r} \quad I_{C3Fk1k210} := |I_{C3Fk1k210r}| \cdot I_{b3} \quad I_{C3Fk1k210} = 0.08 \text{ kA}$$

$$I_{C3Fk1k2TSPjt} := |I_{C3Fk1k210r}| \cdot I_{b4} \quad I_{C3Fk1k2TSPjt} = 2.091 \text{ kA}$$

$$I_{C3Fk1k2110r} := I_{C3FATk1k2r} \cdot \frac{Z_{Ce2k1k2dr}}{Z_{2r}} \quad I_{C3Fk1k2110} := |I_{C3Fk1k2110r}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{C3Fk1k2110} = 6.261 \times 10^{-3} \text{ kA}$$

$$I_{C3Fk1k2220r} := I_{C3FATk1k2r} \cdot \frac{Z_{Ce2k1k2dr}}{Z_{1r}} \quad I_{C3Fk1k2220} := |I_{C3Fk1k2220r}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{C3Fk1k2220} = 3.426 \times 10^{-4} \text{ kA}$$

$$I_{C3Fk1k2s110r} := I_{C3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{Cek1k2dr}}{Z_{s110r}} \quad I_{C3Fk1k2s110} := |I_{C3Fk1k2s110r}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{C3Fk1k2s110} = 17.317 \text{ kA}$$

$$I_{C3Fk1k2s220r} := I_{C3Fk1k2r} \cdot \frac{Z_{Cek1k2dr}}{Z_{s220r}} \quad I_{C3Fk1k2s220} := |I_{C3Fk1k2s220r}| \cdot I_{b1}$$

$$I_{C3Fk1k2s220} = 27.549 \text{ kA}$$

$$I_{C3Fk1k2} := I_{C3Fk1k2110} + I_{C3Fk1k2220} + I_{C3Fk1k2s110} + I_{C3Fk1k2s220}$$

$$I_{C3Fk1k2} = 44.873 \text{ kA}$$

f. Scurtcircuit FN in k1

$$Z_{hs220r} := 3 \cdot Z_{s220r} \quad Z_{hs110r} := 2 \cdot Z_{s110r} \quad Z_{h1r} := Z_{1r} \quad Z_{h2r} := Z_{2r} \quad Z_{h3r} := Z_{3r}$$

$$Z_{he1k1r} := Z_{h2r} + Z_{hs110r} \quad Z_{he2k1r} := \frac{Z_{he1k1r} \cdot Z_{h3r}}{Z_{he1k1r} + Z_{h3r}} \quad Z_{he3k1r} := Z_{h1r} + Z_{he2k1r}$$

$$Z_{hk1r} := \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{he3k1r}}{Z_{hs220r} + Z_{he3k1r}} \quad Z_{CFNk1r} := 2 \cdot Z_{Ck1dr} + Z_{hk1r} \quad I_{Ck1FNr} := \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{1nr}}{Z_{CFNk1r}}$$

$$I_{Ck1FNr} = 3.573 - 37.221i \quad I_{Ck1FN} := |I_{Ck1FNr}| \cdot I_{b1} \quad I_{Ck1FN} = 18.691 \text{ kA}$$

$$I_{Cdk1r} := \frac{1}{3} \cdot I_{Ck1FNr} \quad I_{Cik1r} := \frac{1}{3} \cdot I_{Ck1FNr} \quad I_{Chk1r} := \frac{1}{3} \cdot I_{Ck1FNr}$$

$$I_{CFNk1ATdr} := I_{Cdk1r} \cdot \frac{Z_{Ck1dr}}{Z_{Ce4k1dr}} \quad |I_{CFNk1ATdr}| = 0.817 \quad I_{CFNk1220dr} := I_{CFNk1ATdr}$$

$$I_{CFNk1220d} := |I_{CFNk1220dr}| \cdot I_{b1} \quad I_{CFNk1220d} = 0.408 \text{ kA}$$

$$I_{CFNk1110dr} := I_{CFNk1220dr} \cdot \frac{Z_{Ce3k1dr}}{Z_{Ce1k1dr}} \quad I_{CFNk1110d} := |I_{CFNk1110dr}| \cdot I_{b2}$$

$$I_{CFNk1110d} = 0.779 \text{ kA}$$

$$\begin{aligned}
ICFNk110dr &:= ICFNk1220dr \cdot \frac{ZCe3k1dr}{ZCe2k1dr} & ICFNk110d &:= |ICFNk110dr| \cdot Ib\epsilon & ICFNk110d &= 4.839 \times 10^{-3} \text{ kA} \\
ICFNk1220i &:= ICFNk1220c & ICFNk1110i &:= ICFNk1110c & ICFNk110i &:= ICFNk110c \\
ICh220k1r &:= IChk1r \cdot \frac{Zhk1r}{Zhe3k1r} & ICh220k1r &= 0.137 - 1.854i \\
ICFN220k1r &:= ICFNk1220d + ICFNk1220i + ICh220k1r & ICFN220k1 &:= ICFN220k1r \cdot Ib1 \\
|ICFN220k1| &= 1.042 \text{ kA} \\
ICh110k1r &:= ICh220k1r \cdot \frac{Zh3r}{Zh3r + Zh2r + Zhs110r} & ICh110k1r &= 0.016 - 1.819i \\
ICFN110k1r &:= ICFNk1110d + ICFNk1110i + ICh110k1r & ICFN110k1 &:= ICFN110k1r \cdot Ib2 \\
|ICFN110k1| &= 2.295 \text{ kA} \\
ICFN10k1r &:= ICh220k1r - ICh110k1r & ICFN10k1 &:= ICFN10k1r \cdot Ib\epsilon \\
|ICFN10k1| &= 1.387 \text{ kA} \\
\frac{|ICFN10k1| \cdot 10^3}{I3n} &= 0.42 \\
ICFNs110k1 &:= ICFN110k1 & |ICFNs110k1| &= 2.295 \text{ kA} & ICd220sk1r &:= ICdk1r - ICFNk1220c \\
ICi220sk1r &:= ICd220sk1r & ICh220sk1r &:= IChk1r - ICh220k1r \\
ICFN220sk1r &:= ICd220sk1r + ICi220sk1r + ICh220sk1r & ICFN220sk1 &:= ICFN220sk1r \cdot Ib1 \\
|ICFN220sk1| &= 17.727 \text{ kA}
\end{aligned}$$

g. Scurtcircuit FN in k2

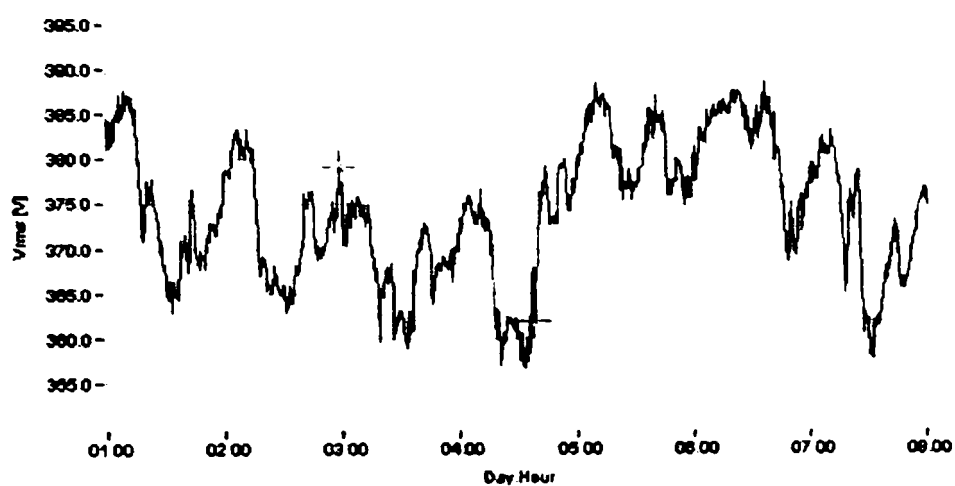
$$\begin{aligned}
Zhe1k2r &:= Zh1r + Zhs220r & Zhe2k2r &:= \frac{Zhe1k2r \cdot Zh3r}{Zhe1k2r + Zh3r} & Zhe3k2r &:= Zh2r + Zhe2k2r \\
Zhk2r &:= \frac{Zhs110r \cdot Zhe3k2r}{Zhs110r + Zhe3k2r} & ZCFNk2r &:= 2 \cdot ZCk2dr + Zhk2r & ICFNk2r &:= \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U2nr}{ZCFNk2r} \\
ICFNk2r &= 1.713 - 17.294i & ICFNk2 &:= |ICFNk2r| \cdot Ib2 & ICFNk2 &= 16.585 \text{ kA} \\
ICdk2r &:= \frac{1}{3} \cdot ICFNk2i & ICik2r &:= \frac{1}{3} \cdot ICFNk2i & IChk2r &:= \frac{1}{3} \cdot ICFNk2i \\
ICFNk2ATdr &:= ICdk2r \cdot \frac{ZCk2dr}{ZCe4k1dr} & |ICFNk2ATdr| &= 0.988 & ICFNk2110dr &:= ICFNk2ATdi \\
ICFNk2110d &:= |ICFNk2110dr| \cdot Ib2 & ICFNk2110d &= 0.943 \text{ kA} \\
ICFNk2220dr &:= ICFNk2110dr \cdot \frac{ZCe3k2dr}{ZCe1k2dr} & ICFNk2220d &:= |ICFNk2220dr| \cdot Ib1 & ICFNk2220d &= 0.493 \text{ kA} \\
ICFNk210dr &:= ICFNk2110dr \cdot \frac{ZCe3k2dr}{ZCe2k2dr} & ICFNk210d &:= |ICFNk210dr| \cdot Ib\epsilon & ICFNk210d &= 0.016 \text{ kA} \\
ICFNk2110ir &:= ICFNk2110di & ICFNk2220ir &:= ICFNk2220di & ICFNk210ir &:= ICFNk210di \\
ICh110k2r &:= IChk2r \cdot \frac{Zhk2r}{Zhe3k2r} & ICh110k2r &= 0.234 - 1.759i \\
ICFN110k2r &:= ICFNk2110dr + ICFNk2110ir + ICh110k2r & ICFN110k2 &:= ICFN110k2r \cdot Ib2 \\
|ICFN110k2| &= 3.577 \text{ kA} \\
ICh220k2r &:= ICh110k2r \cdot \frac{Zh3r}{Zh3r + Zh1r + Zhs220r} & ICh220k2r &= 0.02 - 1.712i \\
ICFN220k2r &:= ICFNk2220dr + ICFNk2220ir + ICh220k2r & ICFN220k2 &:= ICFN220k2r \cdot Ib1 \\
|ICFN220k2| &= 1.842 \text{ kA} \\
ICFN10k2r &:= ICh110k2r - ICh220k2r & ICFN10k2 &:= ICFN10k2r \cdot Ib\epsilon \\
|ICFN10k2| &= 2.408 \text{ kA} \\
\frac{|ICFN10k2| \cdot 10^3}{I3n} &= 0.73 & ICFNs220k2 &:= ICFN220k2 & |ICFNs220k2| &= 1.842 \text{ kA}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{Cd110sk2r} &:= I_{Cdk2r} - I_{CFNk2110d} & I_{Ci110sk2r} &:= I_{Cd110sk2i} & I_{Ch110sk2r} &:= I_{Chk2r} - I_{Ch110k2r} \\ I_{CFN110sk2r} &:= I_{Cd110sk2r} + I_{Ci110sk2r} + I_{Ch110sk2i} & & & I_{CFN110sk2} &:= I_{CFN110sk2r} \cdot I_{b2} \\ |I_{CFN110sk2}| &= 13.008 \text{ kA} & & & & \end{aligned}$$

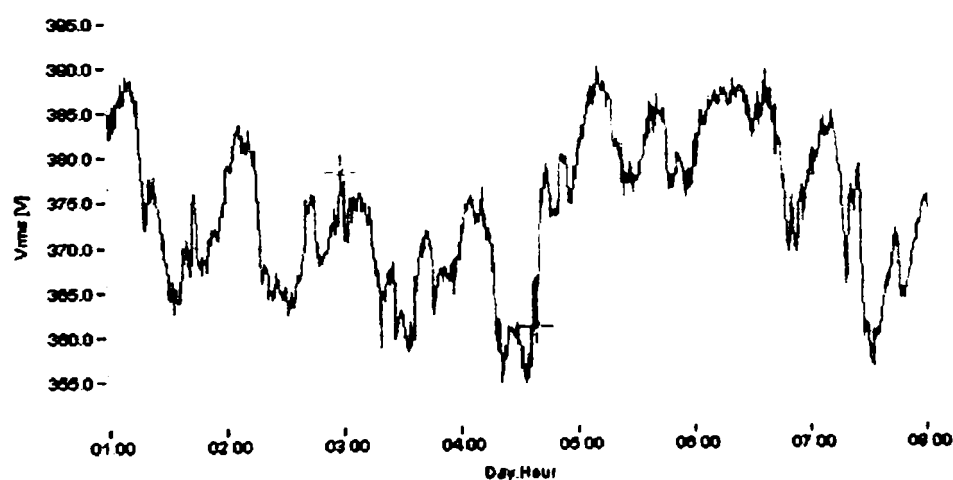
h. Scurtcircuit FN simultan in k1 si k2, pe aceeași fază

$$\begin{aligned} Z_{he1k1k2r} &:= \frac{Z_{h1r} \cdot Z_{h2r}}{Z_{h1r} + Z_{h2r}} & Z_{he2k1k2r} &:= Z_{he1k1k2r} + Z_{h3r} & Z_{he3k1k2r} &:= \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{hs110r}}{Z_{hs220r} + Z_{hs110r}} \\ Z_{hk1k2r} &:= \frac{Z_{hs220r} \cdot Z_{hs110r} \cdot Z_{he2k1k2r}}{Z_{hs220r} \cdot Z_{hs110r} + Z_{hs110r} \cdot Z_{he2k1k2r} + Z_{he2k1k2r} \cdot Z_{hs220r}} \\ Z_{CFNk1k2r} &:= 2 \cdot Z_{Ce1k1k2dr} + Z_{hk1k2r} & I_{CFNk1k2r} &:= \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_{1nr}}{Z_{CFNk1k2r}} \\ I_{Cdk1k2r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{CFNk1k2r} & I_{Cik1k2r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{CFNk1k2r} & I_{Chk1k2r} &:= \frac{1}{3} \cdot I_{CFNk1k2r} \\ I_{CFNk1k2s110dr} &:= I_{Cdk1k2r} \cdot \frac{Z_{Ce1k1k2dr}}{Z_{s110r}} & I_{CFNk1k2s110d} &:= |I_{CFNk1k2s110dr}| \cdot I_{b2} \\ I_{CFNk1k2s110d} &= 3.721 \text{ kA} \\ I_{CFNk1k2s220dr} &:= I_{Cdk1k2r} \cdot \frac{Z_{Ce1k1k2dr}}{Z_{s220r}} & I_{CFNk1k2s220d} &:= |I_{CFNk1k2s220dr}| \cdot I_{b1} \\ I_{CFNk1k2s220d} &= 5.921 \text{ kA} \\ I_{CFNk1k2s220ir} &:= I_{CFNk1k2s220d} & I_{CFNk1k2s110ir} &:= I_{CFNk1k2s110d} \\ I_{CFNk1k2s220hr} &:= I_{Chk1k2r} \cdot \frac{Z_{hk1k2r}}{Z_{hs220r}} & I_{CFNk1k2s110hr} &:= I_{Chk1k2r} \cdot \frac{Z_{hk1k2r}}{Z_{hs110r}} \\ I_{CFNk1k2s220r} &:= I_{CFNk1k2s220dr} + I_{CFNk1k2s220ir} + I_{CFNk1k2s220hr} \\ I_{CFNk1k2s220} &:= |I_{CFNk1k2s220r}| \cdot I_{b1} & I_{CFNk1k2s220} &= 17.077 \text{ kA} \\ I_{CFNk1k2s110r} &:= I_{CFNk1k2s110dr} + I_{CFNk1k2s110ir} + I_{CFNk1k2s110hr} \\ I_{CFNk1k2s110} &:= |I_{CFNk1k2s110r}| \cdot I_{b2} & I_{CFNk1k2s110} &= 12.38 \text{ kA} \\ I_{CFN110220hr} &:= I_{Chk1k2r} \cdot \frac{Z_{hk1k2r}}{Z_{he2k1k2r}} & I_{CFN110hr} &:= I_{CFN110220hr} \cdot \frac{Z_{he1k1k2r}}{Z_{h2r}} \\ I_{CFN110h} &:= |I_{CFN110hr}| \cdot I_{b2} & I_{CFN110h} &= 0.263 \text{ kA} \\ I_{CFN220hr} &:= I_{CFN110220hr} \cdot \frac{Z_{he1k1k2r}}{Z_{h1r}} & I_{CFN220h} &:= |I_{CFN220hr}| \cdot I_{b1} & I_{CFN220h} &= 0.014 \text{ kA} \\ I_{CFN10hr} &:= I_{CFN110hr} + I_{CFN220hr} & I_{CFN10h} &:= |I_{CFN10hr}| \cdot I_{b3} & I_{CFN10h} &= 3.349 \text{ kA} \\ I_{CFNk1k2110r} &:= I_{CFN110hr} & I_{CFNk1k2110} &:= |I_{CFNk1k2110r}| \cdot I_{b2} & I_{CFNk1k2110} &= 0.263 \text{ kA} \\ I_{CFNk1k2220r} &:= I_{CFN220hr} & I_{CFNk1k2220} &:= |I_{CFNk1k2220r}| \cdot I_{b1} & I_{CFNk1k2220} &= 0.014 \text{ kA} \\ I_{CFNk1k210r} &:= I_{CFN10hr} & I_{CFNk1k210} &:= I_{CFN10r} & I_{CFNk1k210} &= 3.349 \text{ kA} \\ \frac{I_{CFNk1k210} \cdot 10^3}{I_{3n}} &= 1.015 \text{ kA} \end{aligned}$$

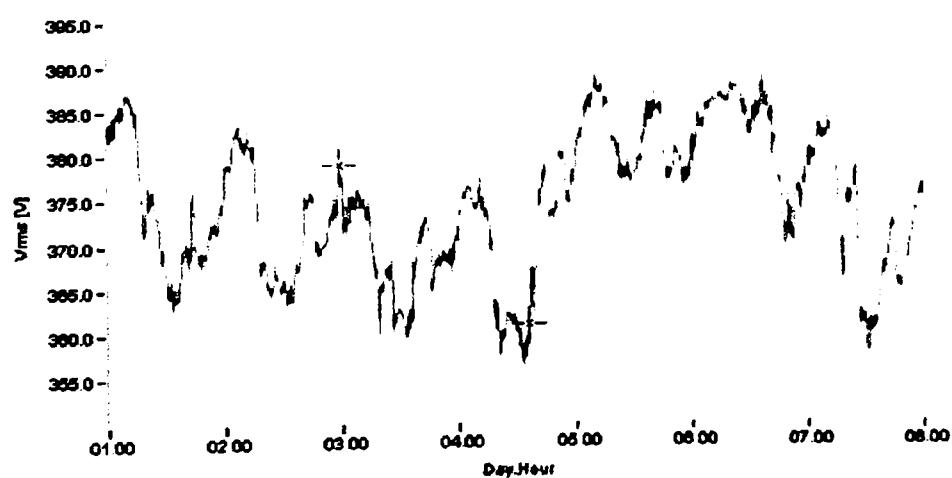
ANEXA 3 – ANALIZA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE FURNIZATE SP.



a)



b)



c)

Fig. A.22. Variația valorilor efective ale tensiunilor de linie : a) U_{ab} ; b) U_{bc} ; c) U_{ca}

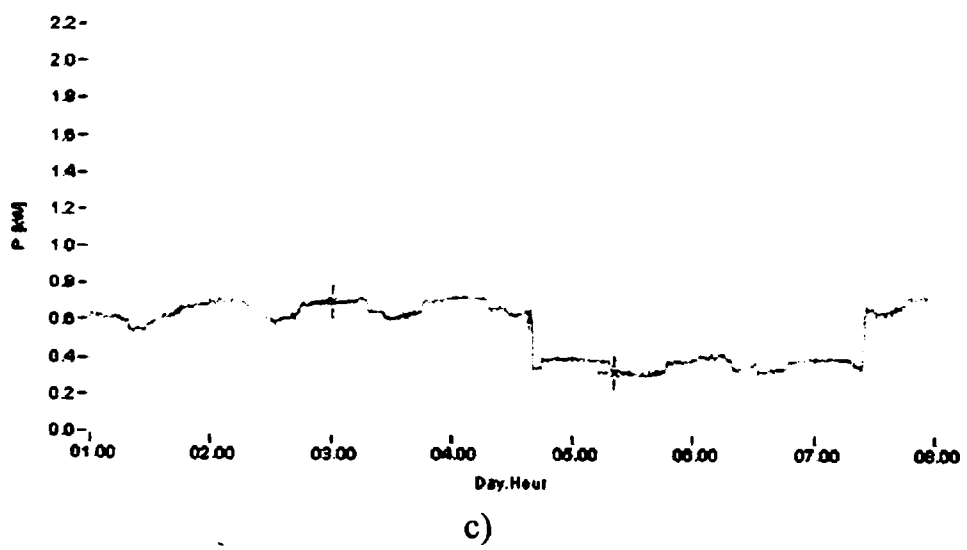
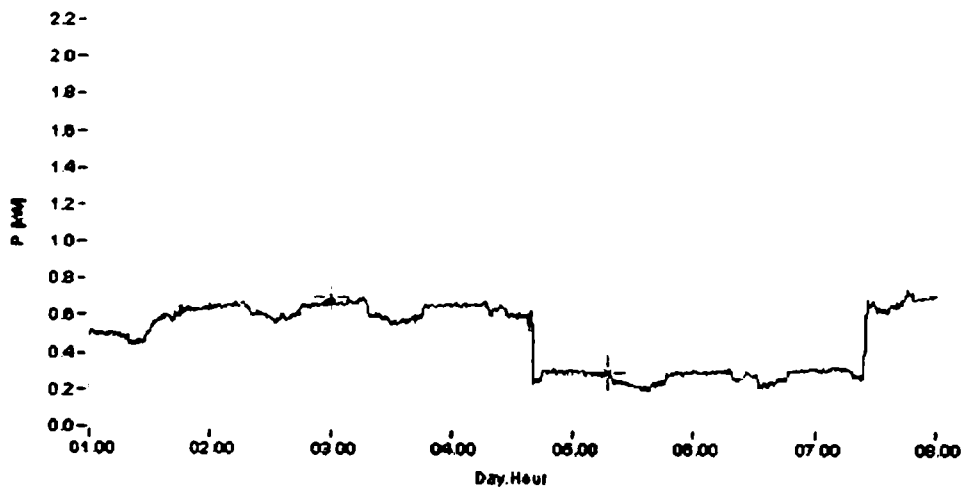
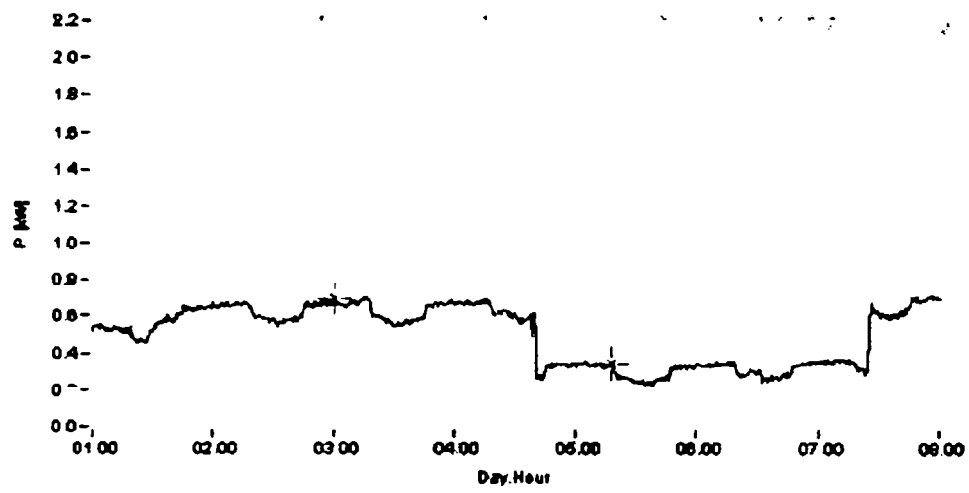
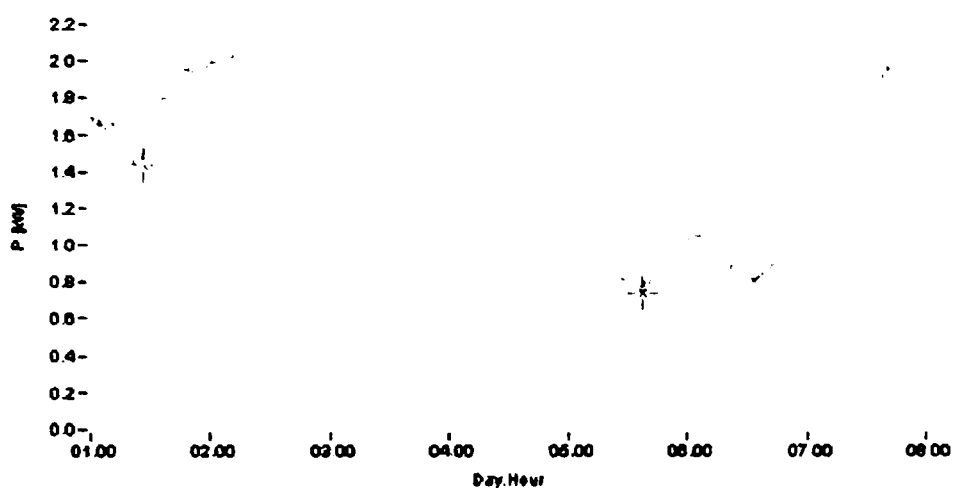
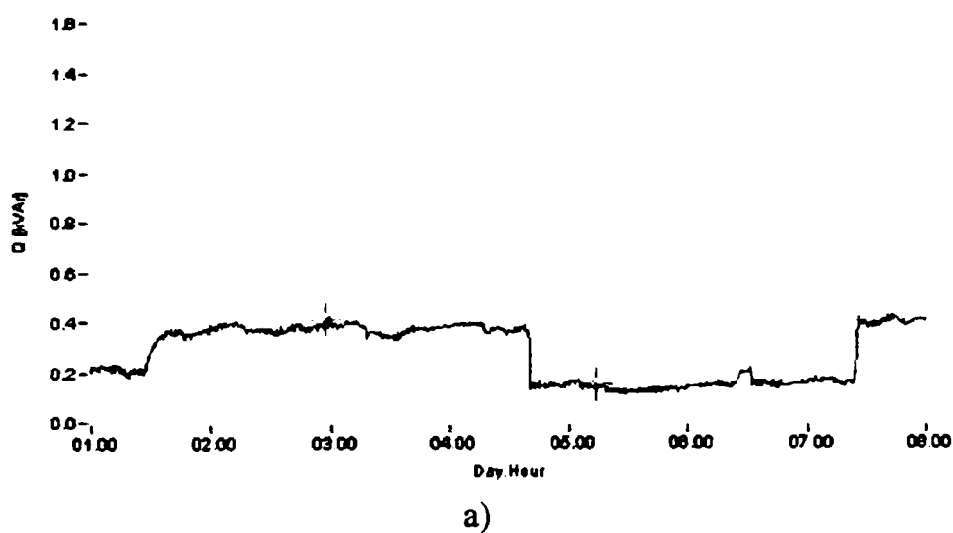
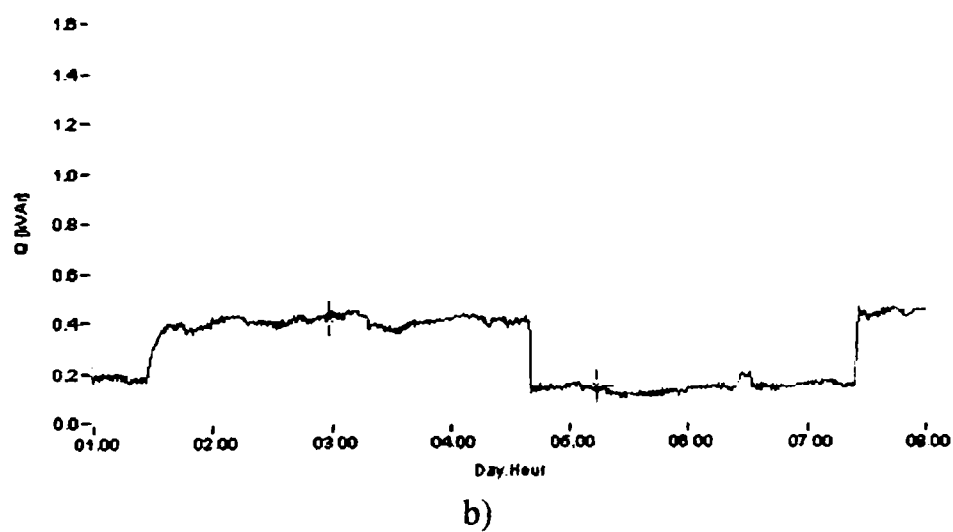


Fig. A.23. Variația puterilor active secundare pe cele trei faze : a) P_a ; b) P_b ; c) P_c

Fig. A.24. Variația puteri active totale P 

a)



b)

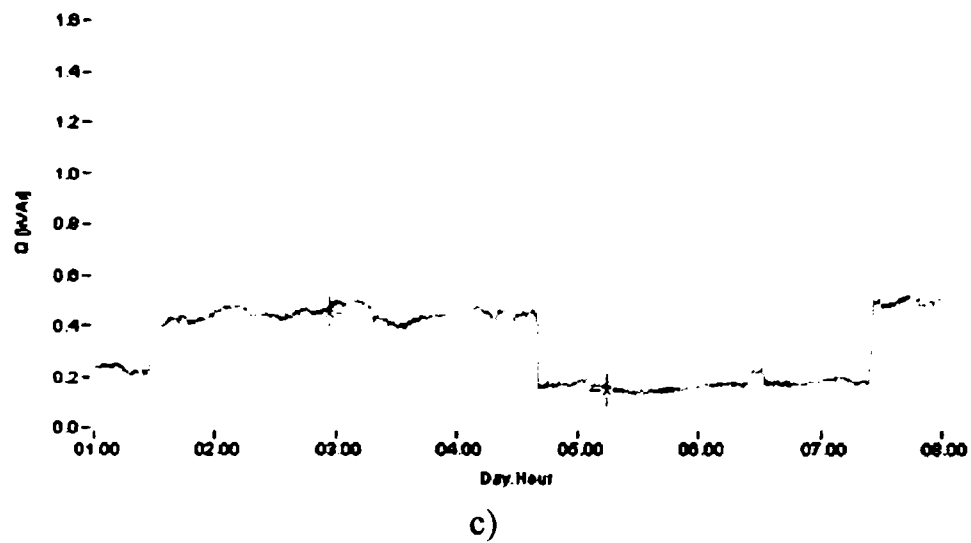


Fig. A.25. Variația puterilor reactive secundare pe cele trei faze : a) Q_a ; b) Q_b ; c) Q_c

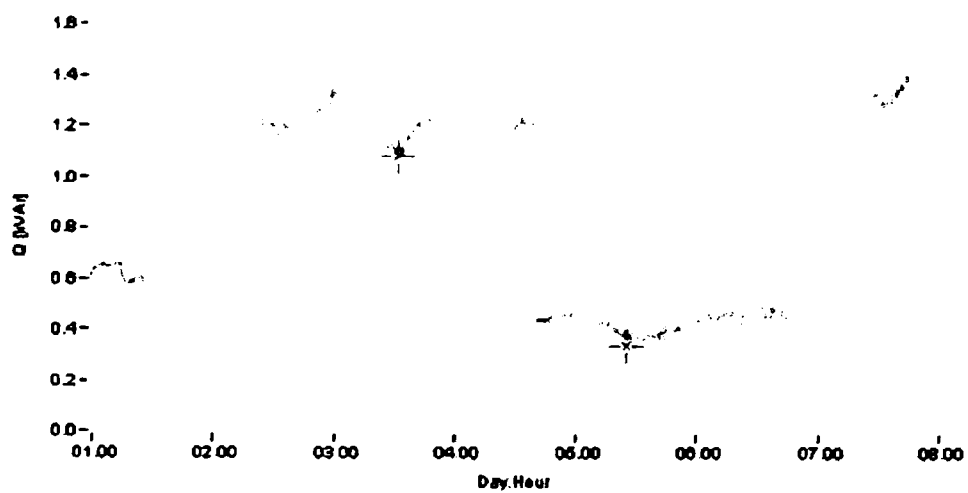
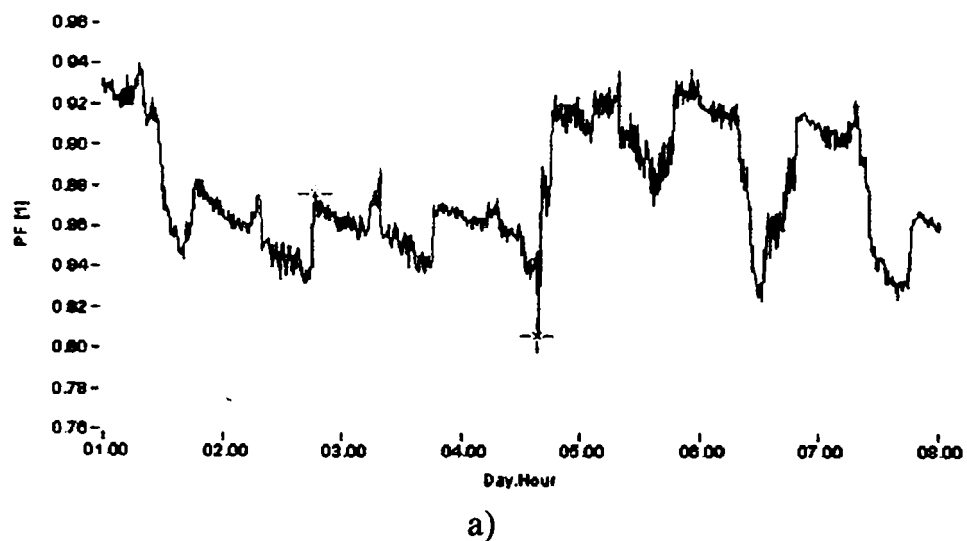
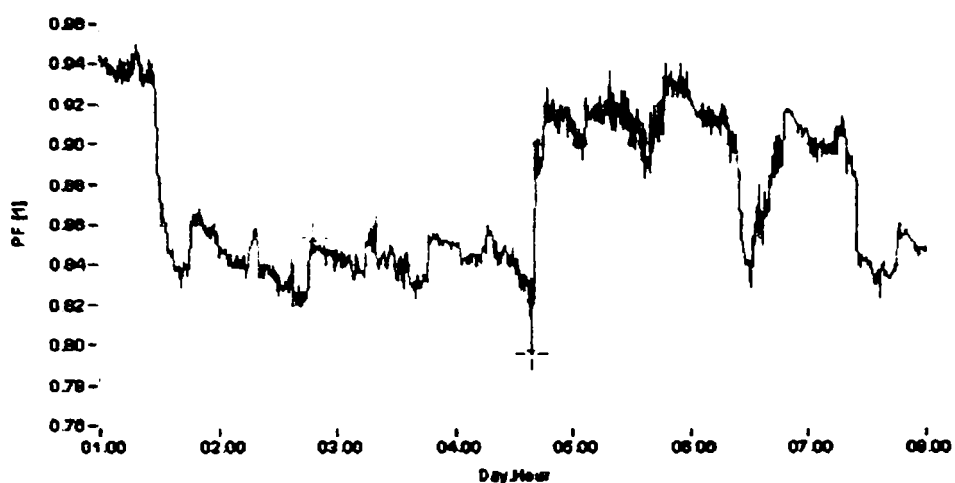
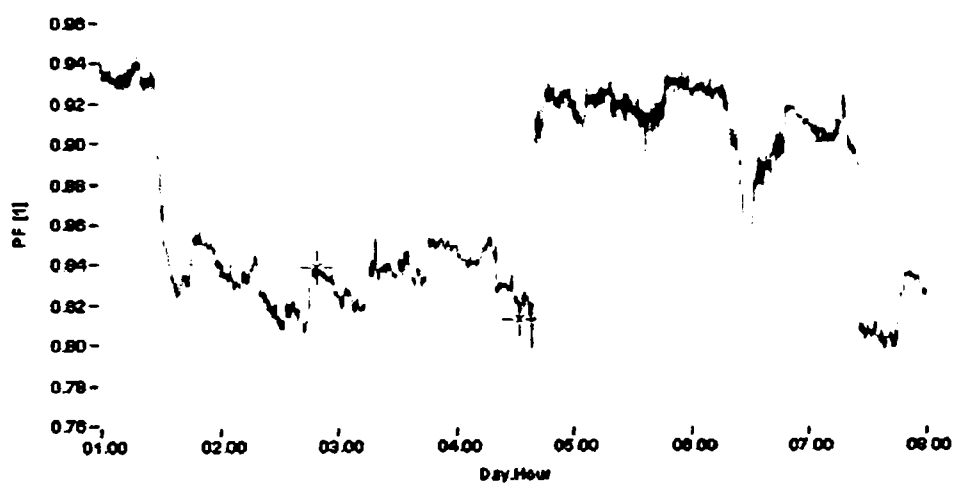


Fig. A.26. Variația valorilor puteri reactive totale Q





b)



c)

Fig. A.27. Variația factorului de putere pe cele trei faze : a) PF_a ; b) PF_b ; c) PF_c

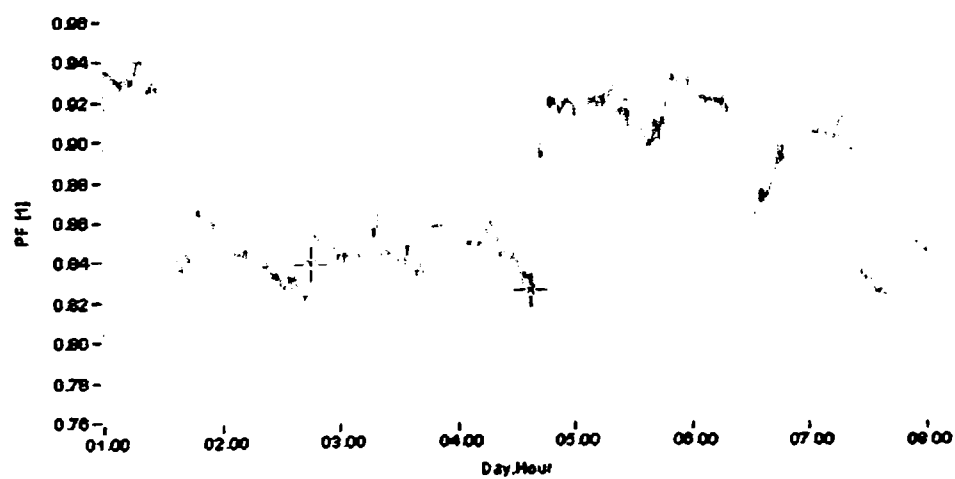


Fig. A.28. Variația factorului de putere total PF

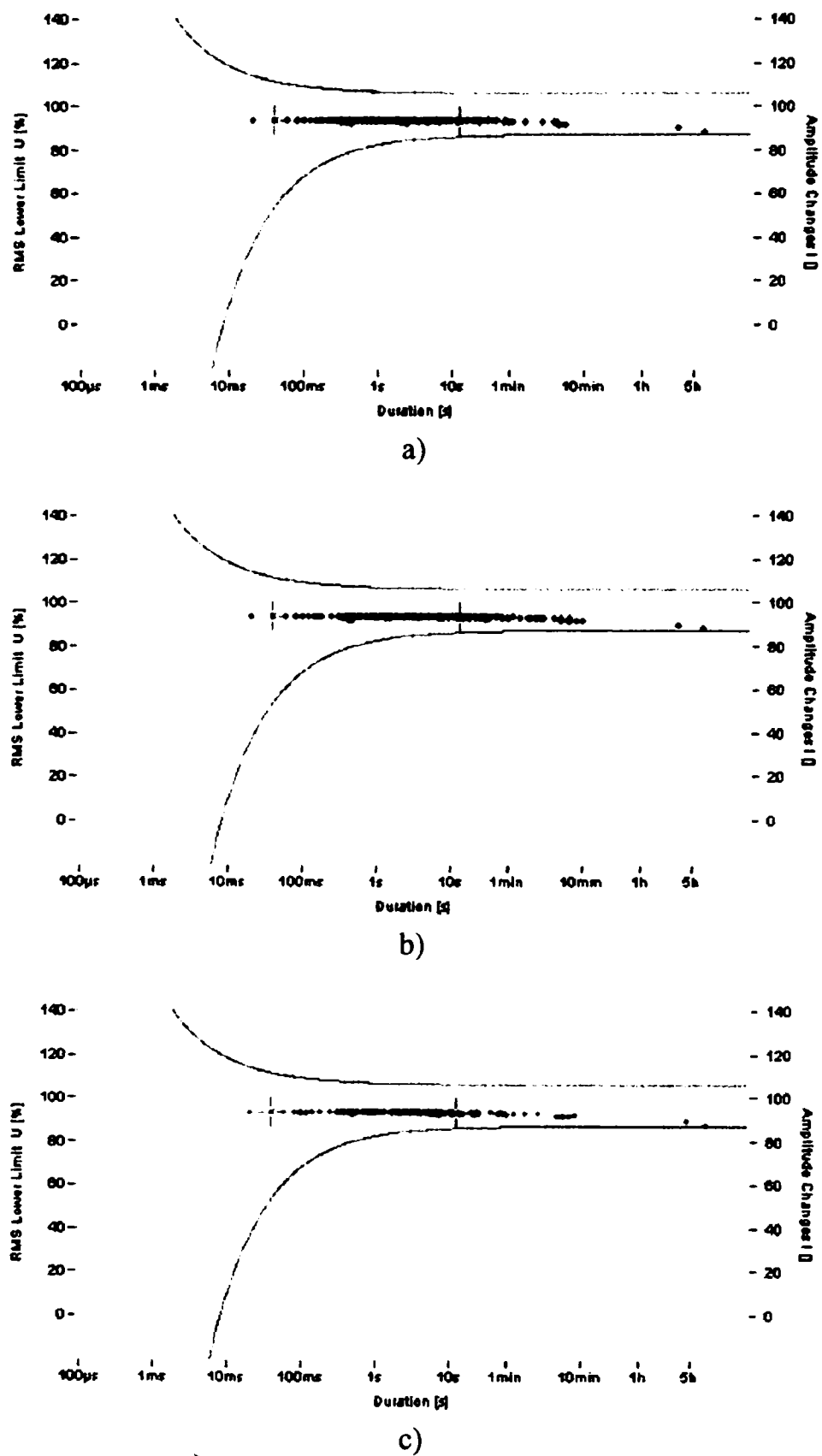


Fig. A.29. Curbă CBEMA pentru variația tensiunii fazelor : a) U_a ; b) U_b ; c) U_c

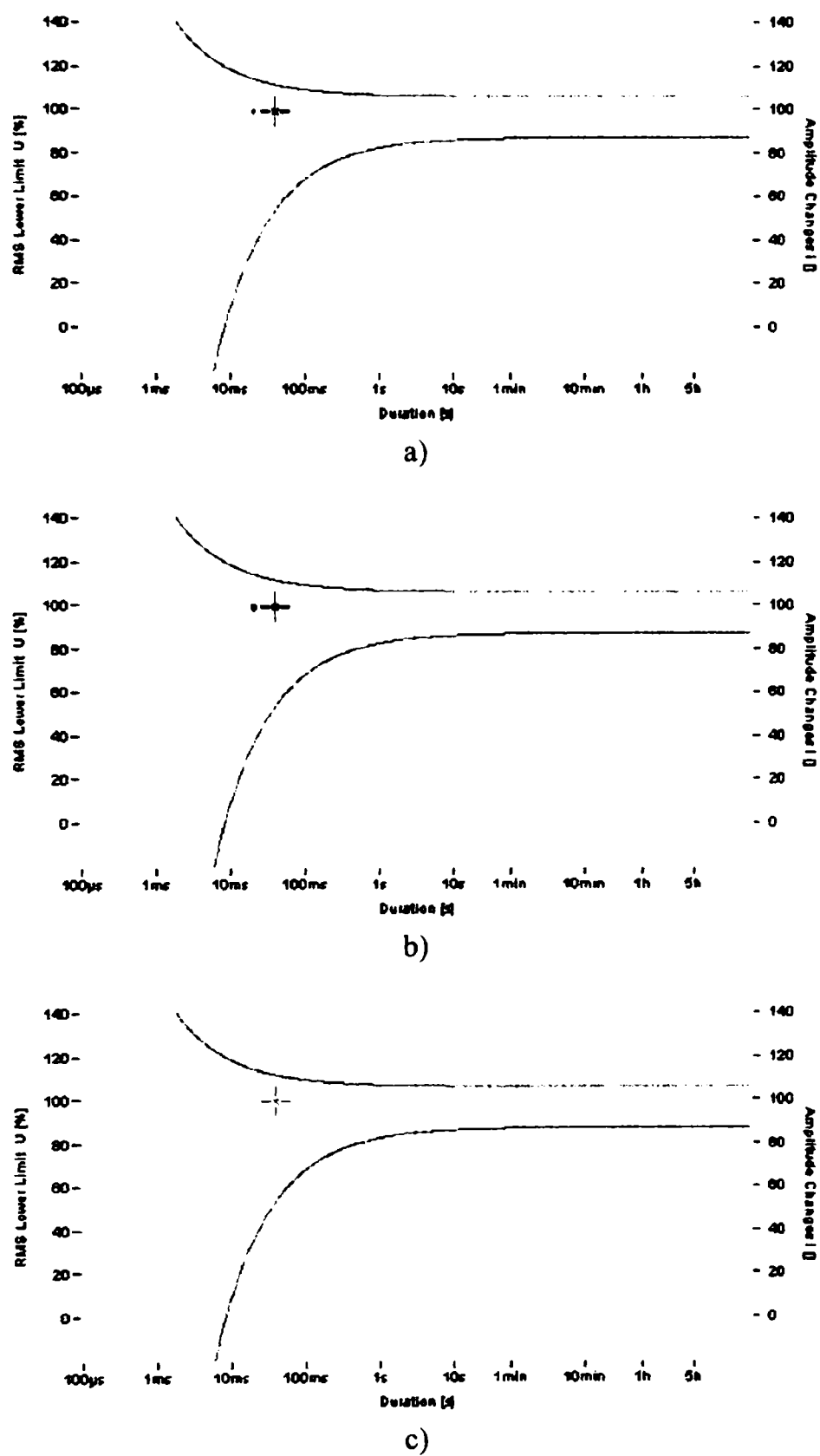


Fig. A.30. Curbă CBEMA pentru variația derivatei tensiunii fazelor : a) U_a ; b) U_b ; c) U_c

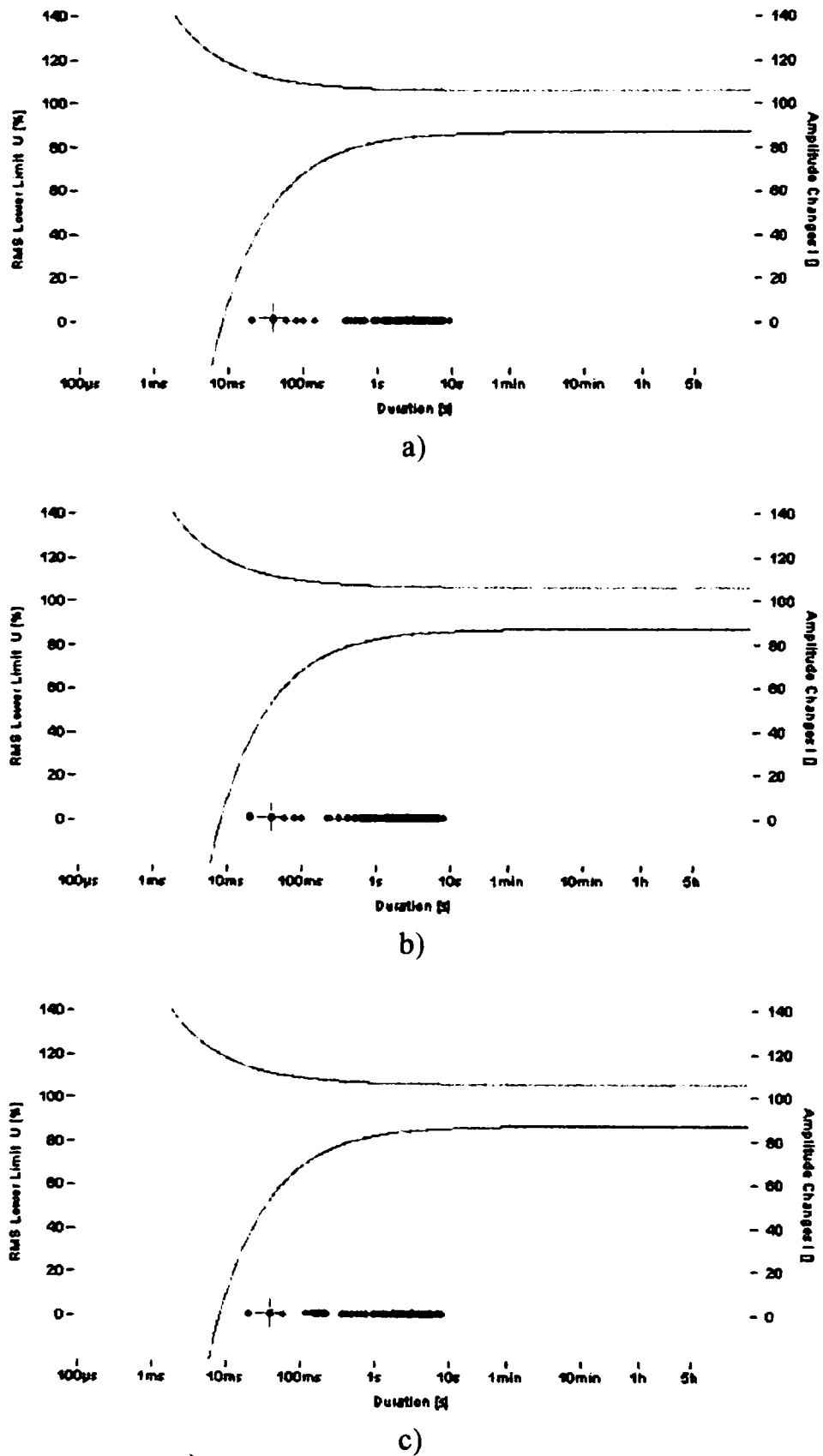


Fig. A.31. Curbă CBEMA pentru variația derivatei curenților de fază : a) I_a ; b) I_b ; c) I_c

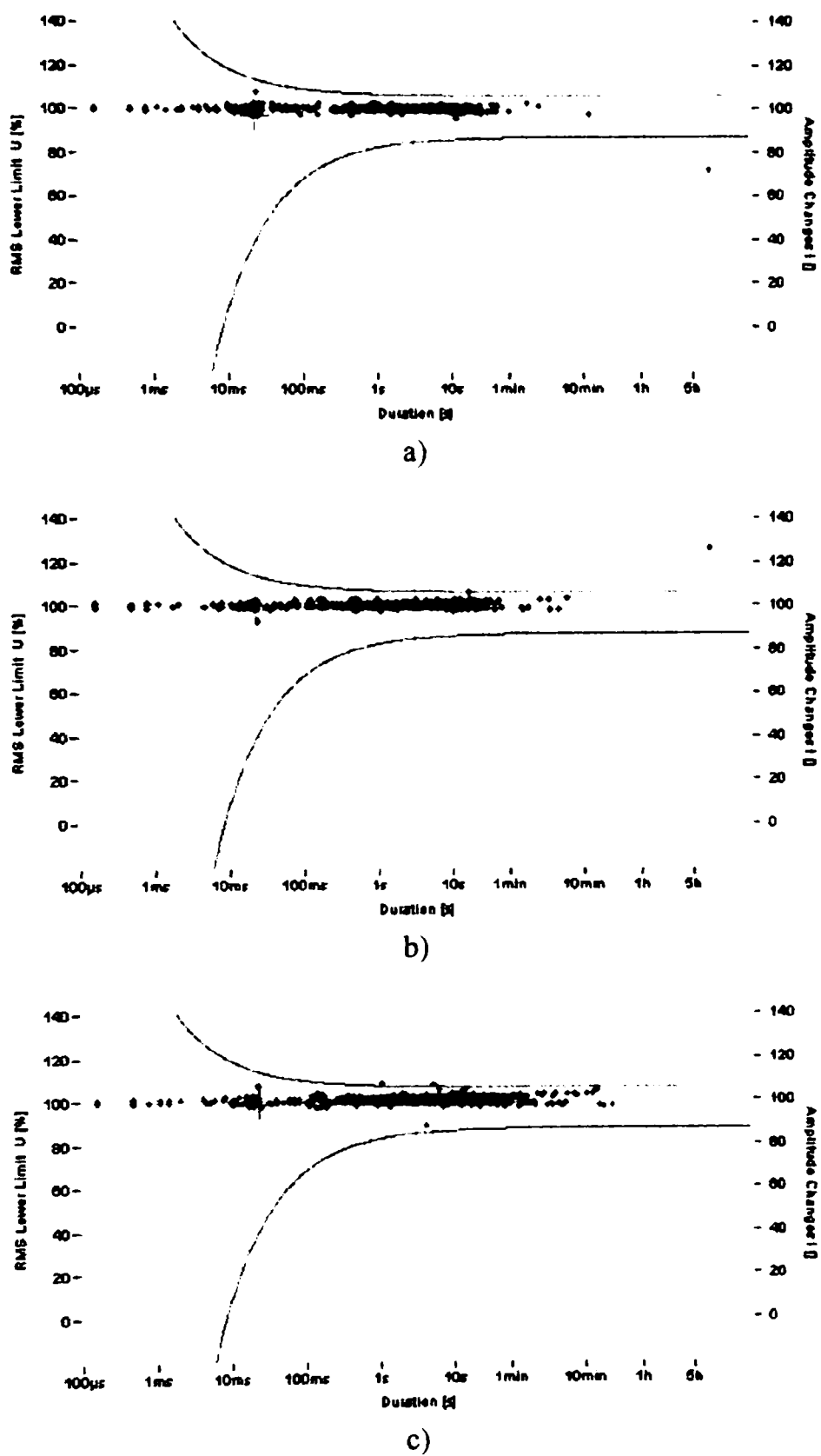


Fig. A.32. Curbă CBEMA a amplitudinii de modificare a tensiunilor de fază : a) U_a ; b) U_b ; c) U_c

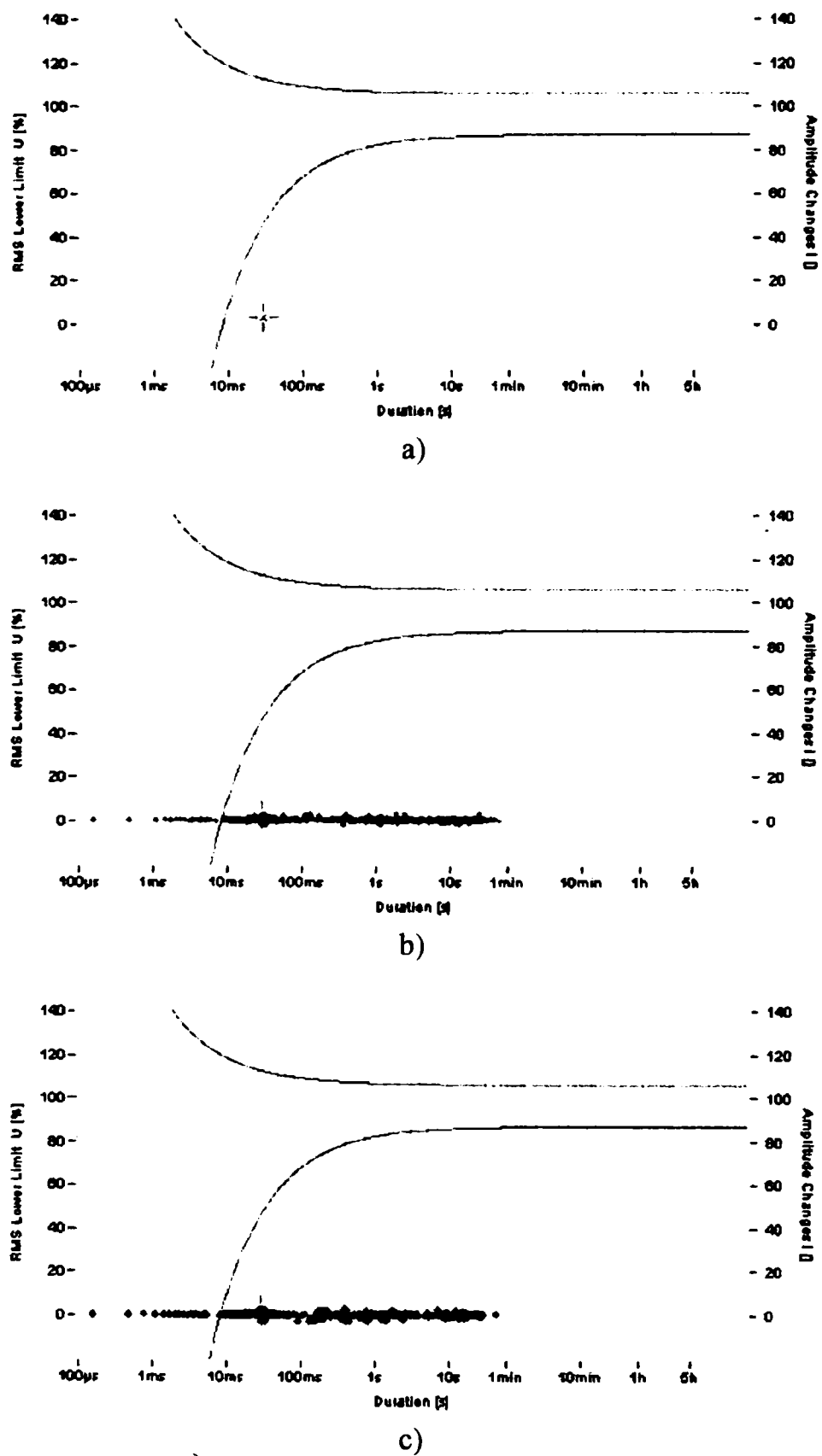


Fig. A.33. Curbă CBEMA a amplitudinii de modificarea curenților de fază : a) I_a ; b) I_b ; c) I_c

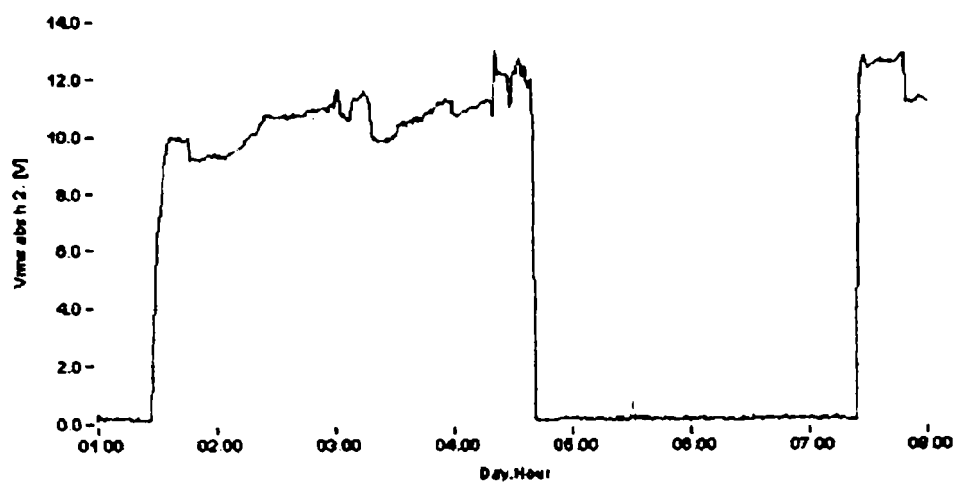


Fig. A.34. Variația valorilor efective ale armonicii a doua aferentă tensiuni de linie U_{ab}

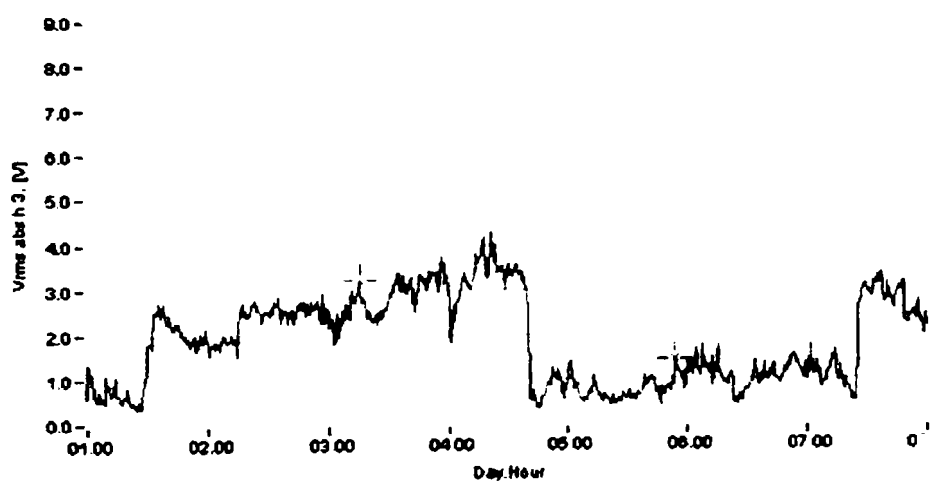


Fig. A.35. Variația valorilor efective ale armonicii a treia aferentă tensiuni de linie U_{ab}

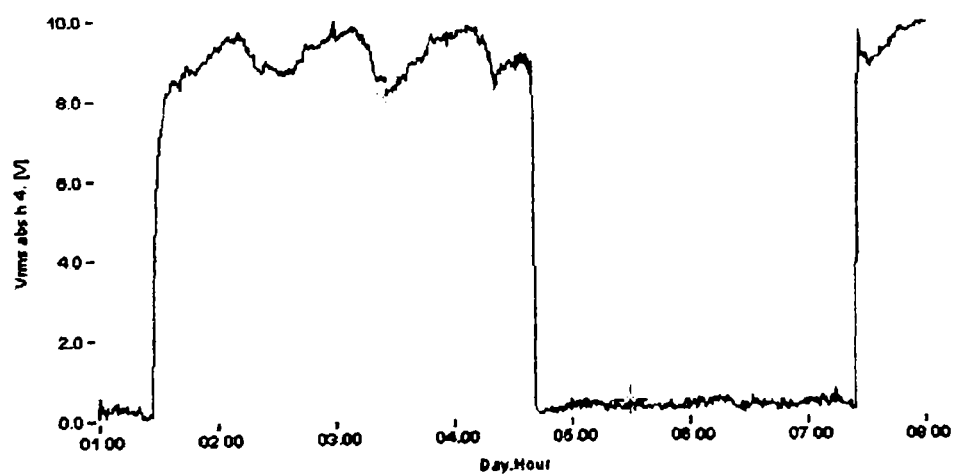


Fig. A.36. Variația valorilor efective ale armonicii a patra aferentă tensiuni de linie U_{ab}

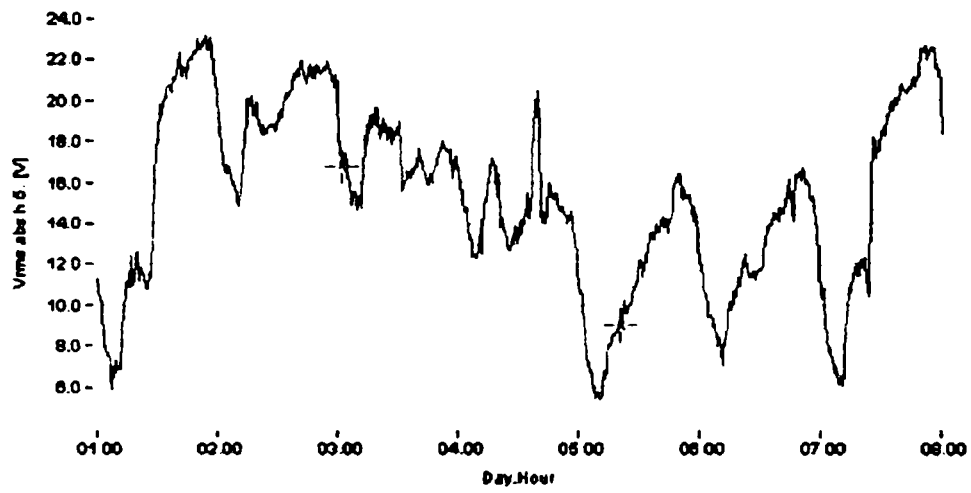


Fig. A.37. Variația valorilor efective ale armonicii a cincea aferentă tensiunii de linie U_{ab}

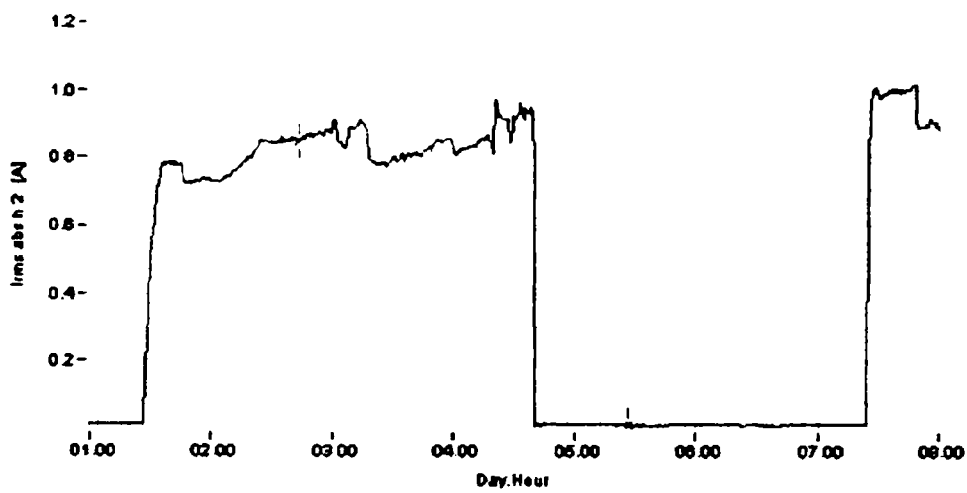


Fig. A.38. Variația valorilor efective ale armonicii a doua aferentă curentului fazei a I_a

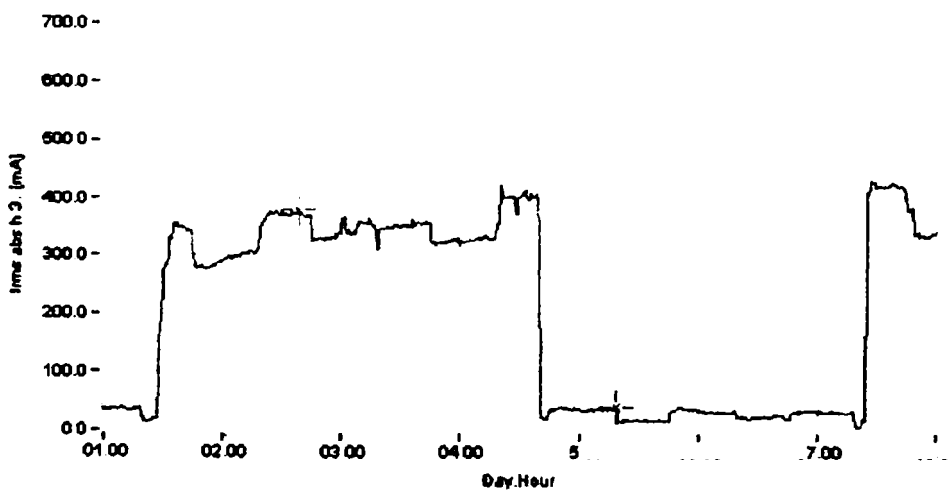


Fig. A.39. Variația valorilor efective ale armonicii a treia aferentă curentului fazei a I_a

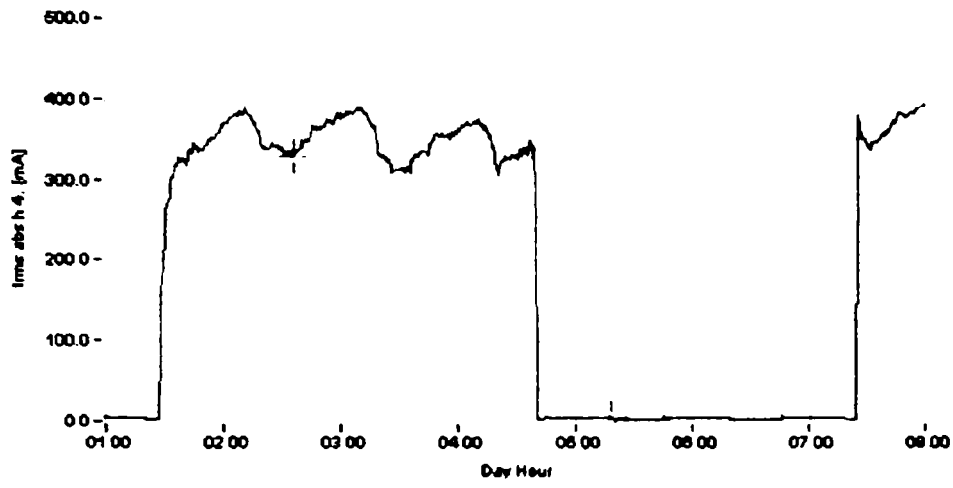


Fig. A.40. Variația valorilor efective ale armonicii a patra aferentă curentului fazei a I_a

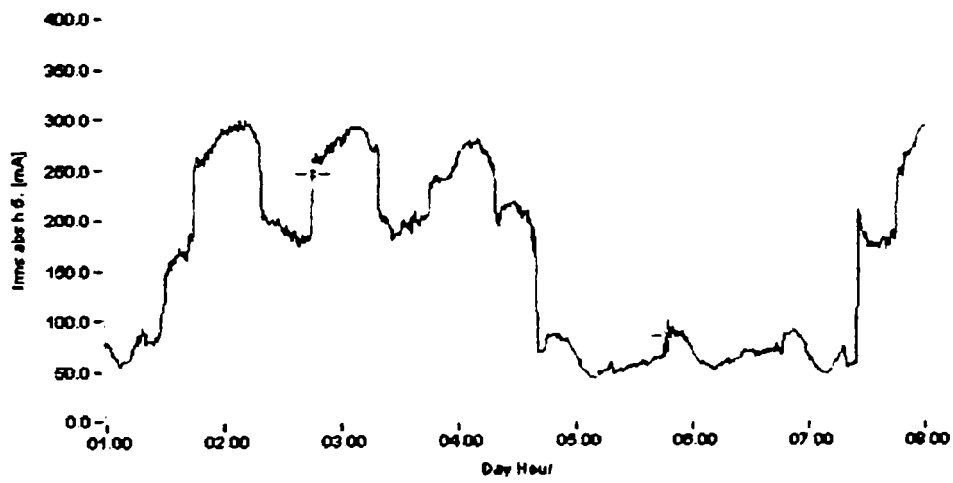


Fig. A.41. Variația valorilor efective ale armonicii a cincea aferentă curentului fazei a I_a

ANEXA 4 –PARAMETRIZAREA RELEELOR NUMERICE.

A 4.1. Principalii parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7SA 522 montat pe partea de 220 kV.

Device Configuration General

Device Settings Power

System Data 1

Settings groups

Setting Group A

Functional Scope

No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0112	Phase Distance	Quadrilateral
0113	Earth Distance	Quadrilateral
0120	Power Swing detection	Enabled
0121	Teleprotection for Distance prot.	Disabled
0122	DTT Direct Transfer Trip	Enabled
0124	Instantaneous HighSpeed SOTF Overcurrent Weak Infeed	Disabled
0125	(Trip and/or Echo)	Disabled
0126	Backup overcurrent	Disabled
0131	Earth fault overcurrent	Definite Time
0132	Teleprotection for Earth fault overcurr. Synchronism and	Disabled
0135	Voltage Check	Enabled
0138	Fault Locator	Disabled
0140	Trip Circuit Supervision	Disabled

Group Power System Data 1; Group Transformers

No.	Settings	Value	Group
0201	CT Starpoint	towards Line	All
0203	Rated Primary Voltage	220.0 kV	All
0204	Rated Secondary Voltage (L-L)	100 V	All
0205	CT Rated Primary Current	600 A	All
0206	CT Rated Secondary Current	1 A	All
0210	U4 voltage transformer is	Usync transformer	All
0211	Matching ratio Phase-VT To Open-Delta-VT	1.00	All
0212	VT connection for sync. Voltage	L2-E	All
0214A	Angle adjustment Usync-Uline	0 °	All
0215	Matching ratio U-line / Usync	1.00	All
0220	I4 current transformer is	Neutral Current (of the protected line) 1.000	All
0221	Matching ratio I4/Iph for CT's		All

Group Device; Group

No.	Settings	Value	Group
0610	Fault Display on LED / LCD	Display Targets on every Pickup	All

Group Power System Data 1; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
0230	Rated Frequency	50 Hz	All
0235	Phase Sequence	L1 L2 L3	All
0237	Setting format for zero seq.comp. format	Zero seq. comp.factors RE/RL and XE/XL	All

Group Power System Data 1; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0239	Closing (operating) time of CB	0.15 sec	All
0240A	Minimum TRIP Command Duration	0.10 sec	All
0241A	Maximum Close Command Duration	0.15 sec	All
0242	Dead Time for CB test-autoreclosure	0.20 sec	All

Group Power System Data 2; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	250.0 kV	A
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	600 A	A
1105	Line Angle	85 °	A
1116	Zero seq. comp. factor RE/RL for Z1	0.20	A
1117	Zero seq. comp. factor XE/XL for Z1	0.20	A
1118	Zero seq. comp.factor RE/RL for Z1B...Z5	0.20	A
1119	Zero seq. comp.factor XE/XL for Z1B...Z5	0.20	A

Group Power System Data 2; Group Line Status

No.	Settings	Value	Group
1130A	Pole Open Current Threshold	60 A	A
1131A	Pole Open Voltage Threshold	33 kV	A
1132A	Seal-in Time after ALL closures	0.01 sec	A
1134	Recognition of Line Closures with	CBaux OR Current or	A
1135	RESET of Trip Command	Manu al close BI with Pole Open Current Threshold only	A
1140A	CT Saturation Threshold	18000 A	A
1150A	Seal-in Time after MANUAL closures	0.30 sec	A
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	with Synchronism-check	A

Group Distance protection, general settings; Group General

No.	Settings	Value	Group
1201	Distance protection is	ON	A
1202	Phase Current threshold for dist. meas.	120 A	A
1232	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	Inactive	A
1241	R load, minimum Load Impedance (ph-e)	60.001 Ohm	A
1242	PHI load, maximum Load Angle (ph-e)	45 °	A
1243	R load, minimum Load Impedance (ph-ph)	60.001 Ohm	A
1244	PHI load, maximum Load Angle (ph-ph)	45 °	A
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. or ext.)	NO	A

Group Distance protection, general settings; Group Earth faults

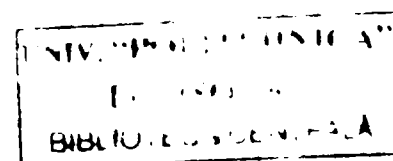
No.	Settings	Value	Group
1203	3I0 threshold for neutral current pickup	90 A	A
1204	3U0 threshold zero seq. voltage pickup	4.4 kV	A
1207A	3I0>-pickup-stabilisation (3I0> /Iphmax)	0.10	A
1221A	Loop selection with 2Ph-E faults	block leading ph-e loop	A

Group Distance protection, general settings; Group Time Delays

No.	Settings	Value	Group
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0.00 sec	A
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0.00 sec	A
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0.80 sec	A
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0.80 sec	A
1325	T3 delay	1.60 sec	A
1335	T4 delay	0.80 sec	A
1345	T5 delay	2.00 sec	A
1355	T1B-1phase, delay for single ph. faults	30.00 sec	A
1356	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	30.00 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1

No.	Settings	Value	Group
1301	Operating mode Z1	Forward	A
1302	R(Z1), Resistance for ph-ph-faults	13.999 Ohm	A
1303	X(Z1), Reactance	13.999 Ohm	A
1304	RE(Z1), Resistance for ph-e faults	13.999 Ohm	A
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0.00 sec	A
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0.00 sec	A
1307	Zone Reduction Angle (load compensation)	0 °	A



Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1B-exten.

No.	Settings	Value	Group
1351	Operating mode Z1B (overreach zone)	Inactive	A
1352	R(Z1B), Resistance for ph-ph-faults	5.500 Ohm	A
1353	X(Z1B), Reactance	11.000 Ohm	A
1354	RE(Z1B), Resistance for ph-e faults	11.000 Ohm	A
1355	T1B-1phase, delay for single ph. faults	30.00 sec	A
1356	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	30.00 sec	A
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. or ext.)	NO	A

Group Distance zones(quadrilateral); Group Zone Z2

No.	Settings	Value	Group
1311	Operating mode Z2	Forward	A
1312	R(Z2), Resistance for ph-ph-faults	19.001 Ohm	A
1313	X(Z2), Reactance	33.000 Ohm	A
1314	RE(Z2), Resistance for ph-e faults	33.000 Ohm	A
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0.80 sec	A
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0.80 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z3

No.	Settings	Value	Group
1321	Operating mode Z3	Forward	A
1322	R(Z3), Resistance for ph-ph-faults	31.999 Ohm	A
1323	X(Z3), Reactance	55.000 Ohm	A
1324	RE(Z3), Resistance for ph-e faults	55.000 Ohm	A
1325	T3 delay	1.60 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z4

No.	Settings	Value	Group
1331	Operating mode Z4	Reverse	A
1332	R(Z4), Resistance for ph-ph-faults	7.498 Ohm	A
1333	X(Z4), Reactance	5.599 Ohm	A
1334	RE(Z4), Resistance for ph-e faults	9.999 Ohm	A
1335	T4 delay	0.80 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z5

No.	Settings	Value	Group
1341	Operating mode Z5	Non-Directional	A
1342	R(Z5), Resistance for ph-ph-faults	60.001 Ohm	A
1343	X(Z5)+, Reactance for Forward direction	100.001 Ohm	A
1344	RE(Z5), Resistance for ph-e faults	75.002 Ohm	A
1345	T5 delay	2.00 sec	A
1346	X(Z5)-, Reactance for Reverse direction	60.001 Ohm	A

Group Power Swing; Group

No.	Settings	Value	Group
2002	Power Swing Operating mode	Z1/Z1B blocked	A
2006	Power swing trip	NO	A

Group DTT Direct Transfer Trip; Group

No.	Settings	Value	Group
2201	Direct transfer trip (DTT)	ON	A
2202	Trip time delay	0.5 sec	A

Group Measurement Supervision; Group Balance / Summ.

No.	Settings	Value	Group
2901	Measurement Supervision	ON	A
2902A	Voltage Threshold for Balance Monitoring	171.6 kV	A
2903A	Balance Factor for Voltage Monitor	0.90	A
2904A	Current Balance Monitor	60 A	A
2905A	Balance Factor for Current Monitor	0.80	A
2906A	Summated Current Monitoring Threshold	60 A	A
2907A	Summated Current Monitoring Factor	0.10	A

Group Measurement Supervision; Group Meas.Volt.Fail

No.	Settings	Value	Group
2910	Fuse Failure Monitor	ON	A
2911A	Minimum Voltage Threshold U>	66.0 kV	A
2912A	Maximum Current Threshold I<	60 A	A
2913A	Maximum Voltage Threshold U< (3phase)	11 kV	A
2914A	Delta Current Threshold (3phase)	42 A	A
2915	Voltage Failure Supervision	with crt. supervision	A
2916A	Delay Voltage Failure Supervision	3.00 sec	A

Group Measurement Supervision; Group VT mcb

No.	Settings	Value	Group
2921	VT mcb operating time	0 ms	A

Group Earth fault overcurrent; Group General

No.	Settings	Value	Group
3101	Earth Fault overcurrent function is	ON	A
3102	Block E/F for Distance protection	NO	A
3104A	Stabilisation Slope with Iphase	10 %	A
3170	2nd harmonic ratio for inrush restraint	15 %	A
3171	Max.Current, overriding inrush restraint	4800 A	A
3172	Instantaneous mode after SwitchOnToFault	with Pickup and direction	A
3173	Trip time delay after SOTF	0.00 sec	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0>>>

No.	Settings	Value	Group
3110	Operating mode	Forward	A
3111	3I0>>> Pickup	3600 A	A
3112	T 3I0>>> Time delay	0.80 sec	A
3113	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3114	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3115	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0>>

No.	Settings	Value	Group
3120	Operating mode	Forward	A
3121	3I0>> Pickup	1500 A	A
3122	T 3I0>> Time Delay	1.60 sec	A
3123	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3124	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3125	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0>

No.	Settings	Value	Group
3130	Operating mode	Non-Directional	A
3131	3I0> Pickup	120 A	A
3132	T 3I0> Time Delay	2.40 sec	A
3133	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3134	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3135	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0 Def.Time 4

No.	Settings	Value	Group
3140	Operating mode	Inactive	A
3141	3I0p Pickup	600 A	A
3147	Additional Time Delay	1.20 sec	A
3148	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3149	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3150	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group Direction

No.	Settings	Value	Group
3160	Polarization	with U0 + IY (dual polar ized)	A
3162A	ALPHA, lower angle for forward direction	338 °	A
3163A	BETA, upper angle for forward direction	105 °	A
3164	Min. zero seq.voltage 3U0 for polarizing	1.1 kV	A
3166	Min. neg. seq. polarizing voltage 3U2	1.1 kV	A
3167	Min. neg. seq. polarizing current 3I2	30 A	A

Group Synchronism and Voltage Check; Group General

No.	Settings	Value	Group
3501	Synchronism and Voltage Check function	ON	A
3502	Voltage threshold dead line / bus	33.0 kV	A
3503	Voltage threshold live line / bus	99.0 kV	A
3504	Maximum permissible voltage	151.8 kV	A
3507	Maximum duration of synchronism-check	1.00 sec	A
3508	Synchronous condition stability timer	0.20 sec	A

Group Synchronism and Voltage Check; Group with AR

No.	Settings	Value	Group
3510	Operating mode with AR	without consideration of CB closing time	A
3511	Maximum voltage difference	13.2 kV	A
3512	Maximum frequency difference	0.05 Hz	A
3513	Maximum angle difference	15 °	A
3515A	Live bus / live line and Sync before AR	NO	A
3516	Live bus / dead line check before AR	NO	A
3517	Dead bus / live line check before AR	NO	A
3518	Dead bus / dead line check before AR	NO	A
3519	Override of any check before AR	NO	A

Group Synchronism and Voltage Check; Group with Man. Close

No.	Settings	Value	Group
3530	Operating mode with Man.Cl	without consideration of CB closing time	A
3531	Maximum voltage difference	13.2 kV	A
3532	Maximum frequency difference	0.05 Hz	A
3533	Maximum angle difference	15 °	A
3535A	Live bus / live line and Sync before MC	YES	A
3536	Live bus / dead line check before Man.Cl	YES	A
3537	Dead bus / live line check before Man.Cl	YES	A
3538	Dead bus / dead line check before Man.Cl	YES	A
3539	Override of any check before Man.Cl	NO	A

A 4.2. Principalii parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7SA 522 montat pe partea de 110 kV.

Device Configuration General**Device Settings Power****System Data 1****Settings groups****Setting Group A****Functional Scope**

No.	Function	Scope
0103	Setting Group Change Option	Disabled
0112	Phase Distance	Quadrilateral
0113	Earth Distance	Quadrilateral
0120	Power Swing detection	Enabled
0121	Teleprotection for Distance prot.	Disabled
0122	DTT Direct Transfer Trip	Disabled
0124	Instantaneous HighSpeed SOTF Overcurrent Weak Infeed	Disabled
0125	(Trip and/or Echo)	Disabled
0126	Backup overcurrent	Disabled
0131	Earth fault overcurrent	Definite Time
0132	Teleprotection for Earth fault overcurr. Synchronism and	Disabled
0135	Voltage Check	Enabled
0138	Fault Locator	Disabled
0140	Trip Circuit Supervision	Disabled

Group Device; Group

No.	Settings	Value	Group
0610	Fault Display on LED / LCD	Display Targets on every Pickup	All

Group Power System Data 1; Group Transformers

No.	Settings	Value	Group
0201	CT Starpoint	towards Line	All
0203	Rated Primary Voltage	110.0 kV	All
0204	Rated Secondary Voltage (L-L)	100 V	All
0205	CT Rated Primary Current	1200 A	All
0206	CT Rated Secondary Current	5A	All
0210	U4 voltage transformer is	Usync transformer	All
0211	Matching ratio Phase-VT To Open-Delta-VT	1.00	All
0212	VT connection for sync. Voltage	L2-E	All
0214A	Angle adjustment Usync-Uline	0 °	All
0215	Matching ratio U-line / Usync	1.00	All
0220	I4 current transformer is	Neutral Current (of the protected line) 1.000	All
0221	Matching ratio I4/Iph for CT's		All

Group Power System Data 1; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
0230	Rated Frequency	50 Hz	All
0235	Phase Sequence	L1 L2 L3	All
0237	Setting format for zero seq.comp. format	Zero seq. comp.factors RE/RL and XE/XL	All

Group Power System Data 1; Group Breaker

No.	Settings	Value	Group
0239	Closing (operating) time of CB	0.15 sec	All
0240A	Minimum TRIP Command Duration	0.10 sec	All
0241A	Maximum Close Command Duration	0.20 sec	All
0242	Dead Time for CB test-autoreclosure	0.10 sec	All

Group Power System Data 2; Group Power System

No.	Settings	Value	Group
1103	Measurement: Full Scale Voltage (100%)	121.0 kV	A
1104	Measurement: Full Scale Current (100%)	1250 A	A
1105	Line Angle	85 °	A
1116	Zero seq. comp. factor RE/RL for Z1	0.20	A
1117	Zero seq. comp. factor XE/XL for Z1	0.20	A
1118	Zero seq. comp.factor RE/RL for Z1B...Z5	0.20	A
1119	Zero seq. comp.factor XE/XL for Z1B...Z5	0.20	A

Group Power System Data 2; Group Line Status

No.	Settings	Value	Group
1130A	Pole Open Current Threshold	120 A	A
1131A	Pole Open Voltage Threshold	16.5 kV	A
1132A	Seal-in Time after ALL closures	0.01 sec	A
1134	Recognition of Line Closures with	CBaux OR Current or	A
1135	RESET of Trip Command	Manual close BI with Pole Open Current Threshold only	A
1140A	CT Saturation Threshold	18000 A	A
1150A	Seal-in Time after MANUAL closures	0.30 sec	A
1151	Manual CLOSE COMMAND generation	with Synchronism- check	A

Group Distance protection, general settings; Group General

No.	Settings	Value	Group
1201	Distance protection is	ON	A
1202	Phase Current threshold for dist. meas.	240 A	A
1232	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	Inactive	A
1241	R load, minimum Load Impedance (ph-e)	16.500 Ohm	A
1242	PHI load, maximum Load Angle (ph-e)	45 °	A
1243	R load, minimum Load Impedance (ph-ph)	16.500 Ohm	A
1244	PHI load, maximum Load Angle (ph-ph)	45 °	A
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. or ext.)	NO	A

Group Distance protection, general settings; Group Earth faults

No.	Settings	Value	Group
1203	3I0 threshold for neutral current pickup	180 A	A
1204	3U0 threshold zero seq. voltage pickup	2.2 kV	A
1207A	3I0>-pickup-stabilisation (3I0> /Iphmax)	0.10	A
1221A	Loop selection with 2Ph-E faults	block leading ph-e loop	A

Group Distance protection, general settings; Group Time Delays

No.	Settings	Value	Group
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0.00 sec	A
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0.00 sec	A
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0.80 sec	A
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0.80 sec	A
1325	T3 delay	1.20 sec	A
1335	T4 delay	1.20 sec	A
1345	T5 delay	2.00 sec	A
1355	T1B-1phase, delay for single ph. faults	30.00 sec	A
1356	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	30.00 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1

No.	Settings	Value	Group
1301	Operating mode Z1	Forward	A
1302	R(Z1), Resistance for ph-ph-faults	3.598 Ohm	A
1303	X(Z1), Reactance	3.598 Ohm	A
1304	RE(Z1), Resistance for ph-e faults	3.598 Ohm	A
1305	T1-1phase, delay for single phase faults	0.00 sec	A
1306	T1multi-ph, delay for multi phase faults	0.0 sec	A
1307	Zone Reduction Angle (load compensation)	0 °	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z1B-exten.

No.	Settings	Value	Group
1351	Operating mode Z1B (overreach zone)	Inactive	A
1352	R(Z1B), Resistance for ph-ph-faults	5.702 Ohm	A
1353	X(Z1B), Reactance	11.000 Ohm	A
1354	RE(Z1B), Resistance for ph-e faults	11.000 Ohm	A
1355	T1B-1phase, delay for single ph. faults	30.00 sec	A
1356	T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults	30.00 sec	A
1357	Z1B enabled before 1st AR (int. or ext.)	NO	A

Group Distance zones(quadrilateral); Group Zone Z2

No.	Settings	Value	Group
1311	Operating mode Z2	Forward	A
1312	R(Z2), Resistance for ph-ph-faults	3.800 Ohm	A
1313	X(Z2), Reactance	6.499 Ohm	A
1314	RE(Z2), Resistance for ph-e faults	6.499 Ohm	A
1315	T2-1phase, delay for single phase faults	0.80 sec	A
1316	T2multi-ph, delay for multi phase faults	0.80 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z3

No.	Settings	Value	Group
1321	Operating mode Z3	Forward	A
1322	R(Z3), Resistance for ph-ph-faults	8.699 Ohm	A
1323	X(Z3), Reactance	15.001 Ohm	A
1324	RE(Z3), Resistance for ph-e faults	15.001 Ohm	A
1325	T3 delay	1.20 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z4

No.	Settings	Value	Group
1331	Operating mode Z4	Reverse	A
1332	R(Z4), Resistance for ph-ph-faults	3.002 Ohm	A
1333	X(Z4), Reactance	0.600 Ohm	A
1334	RE(Z4), Resistance for ph-e faults	4.001 Ohm	A
1335	T4 delay	1.20 sec	A

Group Distance zones (quadrilateral); Group Zone Z5

No.	Settings	Value	Group
1341	Operating mode Z5	Non-Directional	A
1342	R(Z5), Resistance for ph-ph-faults	16.500 Ohm	A
1343	X(Z5)+, Reactance for Forward direction	27.500 Ohm	A
1344	RE(Z5), Resistance for ph-e faults	20.002 Ohm	A
1345	T5 delay	2.00 sec	A
1346	X(Z5)-, Reactance for Reverse direction	16.500 Ohm	A

Group Power Swing; Group

No.	Settings	Value	Group
2002	Power Swing Operating mode	Z1/Z1B blocked	A
2006	Power swing trip	NO	A

Group Measurement Supervision; Group Balance / Summ.

No.	Settings	Value	Group
2901	Measurement Supervision	ON	A
2902A	Voltage Threshold for Balance Monitoring	85.8 kV	A
2903A	Balance Factor for Voltage Monitor	0.90	A
2904A	Current Balance Monitor	120 A	A
2905A	Balance Factor for Current Monitor	0.80	A
2906A	Summated Current Monitoring Threshold	120 A	A
2907A	Summated Current Monitoring Factor	0.10	A

Group Measurement Supervision; Group Meas.Volt.Fail

No.	Settings	Value	Group
2910	Fuse Failure Monitor	ON	A
2911A	Minimum Voltage Threshold U>	33.0 kV	A
2912A	Maximum Current Threshold I<	120 A	A
2913A	Maximum Voltage Threshold U< (3phase)	5.5 kV	A
2914A	Delta Current Threshold (3phase)	84 A	A
2915	Voltage Failure Supervision	with crt. supervision	A
2916A	Delay Voltage Failure Supervision	3.00 sec	A

Group Measurement Supervision; Group VT mcb

No.	Settings	Value	Group
2921	VT mcb operating time	0 ms	A

Group Earth fault overcurrent; Group General

No.	Settings	Value	Group
3101	Earth Fault overcurrent function is	ON	A
3102	Block E/F for Distance protection	NO	A
3104A	Stabilisation Slope with Iphase	10 %	A
3170	2nd harmonic ratio for inrush restraint	15 %	A
3171	Max.Current, overriding inrush restraint	9600 A	A
3172	Instantaneous mode after SwitchOnToFault	with Pickup and direction	A
3173	Trip time delay after SOTF	0.00 sec	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0>>>

No.	Settings	Value	Group
3110	Operating mode	Forward	A
3111	3I0>>> Pickup	4800 A	A
3112	T 3I0>>> Time delay	0.80 sec	A
3113	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3114	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3115	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0>>

No.	Settings	Value	Group
3120	Operating mode	Forward	A
3121	3I0>> Pickup	1200 A	A
3122	T 3I0>> Time Delay	1.60 sec	A
3123	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3124	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3125	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0>

No.	Settings	Value	Group
3130	Operating mode	Non-Directional	A
3131	3I0> Pickup	240 A	A
3132	T 3I0> Time Delay	2.40 sec	A
3133	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3134	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3135	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group 3I0 Def.Time 4

No.	Settings	Value	Group
3140	Operating mode	Inactive	A
3141	3I0p Pickup	600 A	A
3147	Additional Time Delay	1.20 sec	A
3148	Instantaneous trip via Teleprot./BI	NO	A
3149	Instantaneous trip after SwitchOnToFault	NO	A
3150	Inrush Blocking	NO	A

Group Earth fault overcurrent; Group Direction

No.	Settings	Value	Group
3160	Polarization	with U0 + IY (dual polar ized)	A
3162A	ALPHA, lower angle for forward direction	338 °	A
3163A	BETA, upper angle for forward direction	105 °	A
3164	Min. zero seq.voltage 3U0 for polarizing	0.6 kV	A
3166	Min. neg. seq. polarizing voltage 3U2	0.6 kV	A
3167	Min. neg. seq. polarizing current 3I2	60 A	A

Group Synchronism and Voltage Check; Group General

No.	Settings	Value	Group
3501	Synchronism and Voltage Check function	ON	A
3502	Voltage threshold dead line / bus	16.5 kV	A
3503	Voltage threshold live line / bus	49.5 kV	A
3504	Maximum permissible voltage	75.9 kV	A
3507	Maximum duration of synchronism-check	1.00 sec	A
3508	Synchronous condition stability timer	0.20 sec	A

Group Synchronism and Voltage Check; Group with AR

No.	Settings	Value	Group
3510	Operating mode with AR	without consideration of CB closing time	A
3511	Maximum voltage difference	6.6 kV	A
3512	Maximum frequency difference	0.05 Hz	A
3513	Maximum angle difference	15 °	A
3515A	Live bus / live line and Sync before AR	NO	A
3516	Live bus / dead line check before AR	NO	A
3517	Dead bus / live line check before AR	NO	A
3518	Dead bus / dead line check before AR	NO	A
3519	Override of any check before AR	NO	A

Group Synchronism and Voltage Check; Group with Man. Close

No.	Settings	Value	Group
3530	Operating mode with Man.Cl	without consideration of CB closing time	A
3531	Maximum voltage difference	6.6 kV	A
3532	Maximum frequency difference	0.05 Hz	A
3533	Maximum angle difference	15 °	A
3535A	Live bus / live line and Sync before MC	YES	A
3536	Live bus / dead line check before Man.Cl	YES	A
3537	Dead bus / live line check before Man.Cl	YES	A
3538	Dead bus / dead line check before Man.Cl	YES	A
3539	Override of any check before Man.Cl	NO	A

A 4.3. Principalii parametri de reglaj pentru terminalul de protecție 7UT513.**Configuration**

No.	Function	Scope
7100	Integrated operation	
7101	Language	English
7102	Date format	dd.mm.yyyy
7105	Operational message for 1 st display line	0741 Operat. Meas. Current L1 side 1
7106	Operational message for 2 st display line	0744 Operat. Meas. Current L1 side 2
7107	Fault message for 1 st display line	0543 Prot. Funct. Which has picked up
7108	Fault message for 2 st display line Weak	0544 Prot. Funct. Which has tripped
7110	Fault indication: LED and LCD	With fault detection

No.	Function	Scope
7200	PC and system interfaces	
7209	Device type	35
7211	Data format for PC interface	Digsi V3
7215	Transmission baud rate for PC interface	19200 Baud
7216	Parity and stop bits for PC interface	Digsi V3
7221	Data format for system interface	VDEW compatible
7222	Measurement format for system interface	VDEW compatible
7225	Transmission baud rate for system interface	19200 Baud
7226	Parity and stop bits for system interface	VDEW/DIGSI V3/LSA
7235	Parameterizing via system interface	No

No.	Function	Scope
7400	Fault recordings	
7402	Initiation of data storage	Storage by fault det
7410	Maximum time period for a fault recording	2.70 sec
7411	Pre-trigger time for fault recording	0.20 sec
7412	Post-fault time for fault recording	0.50 sec
7431	Storage time by initiation via binary input	0.50 sec
7432	Storage time by initiation via binary keyboard	0.50 sec
7490	Length of fault record (former LSA)	660 values fix

No.	Function	Scope
7800	Scope of function	
7801	Selection of the protected object	3winding transformer
7806	Selection od star point transformer A	Side 1
7807	Selection od star point transformer B	Side 2
7816	Differential protection	Existent
7819	Restricted earth fault protection	Non – existent
7821	Back-up overcurrent protection	Reference side 1
7824	Thermal overload protection 1	Reference side 1
7825	Thermal overload protection 2	Reference side 2
7830	External trip function 1	Non – existent
7831	External trip function 2	Existent
7885	Parameter change-over	Non – existent
7899	Rated system frequency	FN 50 Hz

Control

No.	Function	Scope
8300	VDEW-Mode of the Annunciations and meas.	
8301	Values Testing via system-interface	Off

Settings parameter group A

No.	Function	Scope
1400	Data for virtual object	
1401	Nominal current of virtual object	3300 A
1402	Primary rated current of CT	4000 A
1404	Primary rated current of starpoint CT	4000 A
1405	Earth point of the CT currents	Same side

No.	Function	Scope
1400	Data for virtual object	
1401	Nominal current of virtual object	3300 A
1402	Primary rated current of CT	4000 A
1404	Primary rated current of starpoint CT	4000 A
1405	Earth point of the CT currents	Same side

No.	Function	Scope
1100	Transformer Data	
1102	Rated voltage of winding 1 of transformer	231.0 kV
1103	Rated apparent power of winding 1	200.0 MVA
1104	Primary rated current of CT winding 1	600 A
1105	Star point formation of CT winding 1	Towards transformer
1106	Processing of zero sequence current of wind. 1	Io – elimination
1107	Prim. Rated current of starpoint CT winding 1	600 A
1108	Earth point formation of starpoint CT winding 1	Towards transformer
1121	Vector group numeral of winding 2	0
1122	Rated voltage of winding 2 of transformer	121.0 kV
1123	Rated apparent power of winding 2	200 MVA
1124	Primary rated current of CT winding 2	1200 A
1125	Star point formation of CT winding 2	Towards transformer
1126	Processing of zero sequence current of wind. 2	Io - elimination
1127	Prim. Rated current of starpoint CT winding 2	1200 A
1128	Earth point formation of starpoint CT winding 2	Towards transformer
1141	Vector group numeral of winding 3	1
1142	Rated voltage of winding 3 of transformer	10.5 kV
1143	Rated apparent power of winding 3	60 MVA
1144	Primary rated current of CT winding 3	4000 A
1145	Star point formation of CT winding 3	Towards transformer
1146	Processing of zero sequence current of wind. 3	Io – elimination
1147	Prim. Rated current of starpoint CT winding 3	4000 A
1148	Earth point formation of starpoint CT winding 3	Towards transformer

No.	Function	Scope
1600	Transformer differential protection data	
1601	State of differential protection	On
1603	Pick-up value of differential current	0.20 I/InTr
1604	Pick-up value of high set trip	7.0 I/InTr
1606	Slope 1 of tripping characteristic	0.20
1607	Base point 2 for slope 2 of tripping charact.	2.0 I/InTr
1608	Slope 2 of tripping characteristic	0.50
1610	State of 2 nd harmonic restraint	on
1611	2 nd harmonic contend in the differential current	10%
1612	Time for cross-blocking with 2 nd harmonic	0*1P
1613	Choice a further (n-th) harmonic restraint	off
1614	n-th harmonic contend in the diff. Current	80%
1615	Active time for cross-blocking with n-th harm.	0*1P
1616	Limit Idiff max of n-th harmonic restraint	10.0 I/InTr
1617	Max blocking time at CT saturation	5*1P
1618	Min .restr. current for blocking at CT satur.	7.00 I/InTr
1625	Trip time delay of diff. current stage IDIFF>	0.0
1626	Trip time delay of diff. current stage IDIFF>>	0.00 sec
1627	Reset delay after trip has been initiated	0.10 sec

No.	Function	Scope
2100	Back-up overcurrent protection	
2101	State off back-up overcurrent protection	On
2103	Pick-up value for high current stage I>>	2.08 I/In
2104	Delay time for I>> TI>>	2.40 sec
2111	Over current time stage characteristic	Definite time
2112	Pick-up value for high current stage I>	2.08 I/In
2113	Delay time for I> TI>	2.40 sec
2114	Pick-up value of overcurrent time stage Ip	2.08 I/In
2115	Time multiplier for Ip (inverse time IDMT) Tp	2.40 sec
2116	Method of RMS calculation for IDMT	Without harmonics
2118	Reset delay after trip has been initiated	0.10 sec
2121	Effective stage after manula closing of CB	Ineffective

No.	Function	Scope
2400	Thermal overload protection 1	
2401	State of thermal overload protection 1	On
2402	K-factor for thermal overload protection 1	1.10
2403	Time constant for thermal overload protection 1	60.0 min
2404	Thermal warning stage	95%
2405	Current warning stage	1.0 I/In
2406	Calculation method for thermal stages	Theta max

No.	Function	Scope
2500	Thermal overload protection 2	
2501	State of thermal overload protection 2	On
2502	K-factor for thermal overload protection 2	1.10
2503	Time constant for thermal overload protection 2	60.0 min
2504	Thermal warning stage	95%
2505	Current warning stage	1.0 I/In
2506	Calculation method for thermal stages	Theta max

No.	Function	Scope
2900	Measured value supervision	
2903	Symmetry threshold for current monitoring	0.10 I/In
2904	Symmetry factor for current monitoring	0.90

No.	Function	Scope
3100	Inclusion of a external trip function 2	
3101	State of external trip function 2	on
3102	Time delay for external trip function 2	0.0 sec
3103	Reset delay after trip	0.10 sec

A 4.4. Principalii parametri de reglaj pentru terminalul de protecție P633.

Parameters/Config.parameters/LOC

Address	Group	Description	Active value
003.020	LOC	Language (tongue)	English
003.021	LOC	Decimal delimiter	Dot
080.110	LOC	Assignment read key	003.024 OP_RC Operat. data record.
053.007	LOC	Fct. Operation Panel	005.021 MAIN Current IA,a prim. 005.022 MAIN Current IA,b prim. 005.023 MAIN Current IA,c prim. 006.021 MAIN Current IB,a prim. 006.022 MAIN Current IB,b prim. 006.023 MAIN Current IB,c prim. 007.021 MAIN Current IC,a prim. 007.022 MAIN Current IC,b prim. 007.023 MAIN Current IC,c prim. 005.080 DIFF Diff. current 1 006.080 DIFF Diff. current 2 007.080 DIFF Diff. current 3 004.151 THRM1 Object temperat.,TH1
053.005	LOC	Fct. Overload Panel	004.101 OL_RC No. overload
053.003	LOC	Fct. Fault Panel	008.010 FT_DA Fault duration 005.082 FT_DA Diff. current 1 006.082 FT_DA Diff. current 2 007.082 FT_DA Diff. current 3 005.083 FT_DA Restrain. current 1 006.083 FT_DA Restrain. current 2 007.083 FT_DA Restrain. current 3 025.086 FT_DA Fault curr.IP,a p.u.
031.075	LOC	Hold-time for Panels	10 s
003.014	LOC	Autom. return time	60 s
003.023	LOC	Return time illumin.	300 s

Parameters/Config.parameters/PC

Address	Group	Description	Active value
003.183	PC	Name of manufacturer	ALSTOM D
003.068	PC	Bay address	1
003.069	PC	Device address	1
003.081	PC	Baud rate	19.2 kBaud
003.181	PC	Parity bit	Even
003.187	PC	Spontan. sig. enable	None
003.189	PC	Select. spontan.sig.	Without function
003.084	PC	Transm.enab.cycl.dat	Without
003.185	PC	Cycl. data ILS tel.	005.080 DIFF Diff. current 1 006.080 DIFF Diff. current 2 007.080 DIFF Diff. current 3

			005.081 DIFF	Restrain. current 1
			006.081 DIFF	Restrain. current 2
			007.081 DIFF	Restrain. current 3
			005.031 MAIN	Current IA,a p.u.
			005.032 MAIN	Current IA,b p.u.
			005.033 MAIN	Current IA,c p.u.
			006.031 MAIN	Current IB,a p.u.
			006.032 MAIN	Current IB,b p.u.
			006.033 MAIN	Current IB,c p.u.
			007.031 MAIN	Current IC,a p.u.
			007.032 MAIN	Current IC,b p.u.
			007.033 MAIN	Current IC,c p.u.
			004.205 THRM1	Object temp. p.u.
			004.204 THRM1	Therm. replica p.u.
003.055	PC	Delta V	3.0 %Vnom	
003.056	PC	Delta I	3.0 %Inom	
003.057	PC	Delta f	2.0 %fnom	
003.155	PC	Delta meas.v.ILS tel	3.0	

Parameters/Config.parameters/COMM1

Address	Group	Description	Active value
056.026	COMM1	Function group COMM1	Without

Parameters/Config.parameters/INP

Address	Group	Description	Active value
152.145	INP	Fct. assignm. U 901	MAIN Reset indicat. EXT
152.148	INP	Fct. assignm. U 902	Without function
152.151	INP	Fct. assignm. U 903	Without function
152.154	INP	Fct. assignm. U 904	Without function
152.146	INP	Oper. mode U 901	Active "high"
152.149	INP	Oper. mode U 902	Active "high"
152.152	INP	Oper. mode U 903	Active "high"
152.155	INP	Oper. mode U 904	Active "high"

Parameters/Config.parameters/OUTP

Address	Group	Description	Active value
150.193	OUTP	Fct. assignm. K 901	MAIN Gen. trip signal
150.196	OUTP	Fct. assignm. K 902	MAIN Gen. trip signal
150.199	OUTP	Fct. assignm. K 903	MAIN Gen. trip signal
150.202	OUTP	Fct. assignm. K 904	MAIN Gen. trip signal
150.205	OUTP	Fct. assignm. K 905	MAIN Gen. trip signal
150.208	OUTP	Fct. assignm. K 906	MAIN Gen. trip signal
150.211	OUTP	Fct. assignm. K 907	MAIN Gen. trip signal
150.214	OUTP	Fct. assignm. K 908	MAIN Blocked/faulty

150.194	OUTP	Oper. mode K 901	ES updating
150.197	OUTP	Oper. mode K 902	ES updating
150.200	OUTP	Oper. mode K 903	ES updating
150.203	OUTP	Oper. mode K 904	ES updating
150.206	OUTP	Oper. mode K 905	ES updating
150.209	OUTP	Oper. mode K 906	ES updating
150.212	OUTP	Oper. mode K 907	ES updating
150.215	OUTP	Oper. mode K 908	ES updating

Parameters/Config.parameters/MEASO

Address	Group	Description	Active value
056.020	MEASO	Function group MEASO	Without

Parameters/Config.parameters/LED

Address	Group	Description	Active value
085.001	LED	Fct. assignm. H 2	MAIN Blocked/faulty
085.004	LED	Fct. assignm. H 3	SFMON Warning (LED)
085.007	LED	Fct. assignm. H 4	MAIN Gen. trip signal
085.010	LED	Fct. assignm. H 5	MAIN Protect. not ready
085.013	LED	Fct. assignm. H 6	SFMON Warning (LED)
085.016	LED	Fct. assignm. H 7	SFMON Warning (relay)
085.019	LED	Fct. assignm. H 8	DIFF Trip signal 1
085.022	LED	Fct. assignm. H 9	DIFF Trip signal 2
085.025	LED	Fct. assignm. H 10	DIFF Trip signal 3
085.028	LED	Fct. assignm. H 11	FT_RC System disturb. runn
085.031	LED	Fct. assignm. H 12	FT_RC Id> triggered
085.034	LED	Fct. assignm. H 13	THRM1 Starting k* lref >
085.037	LED	Fct. assignm. H 14	THRM1 Warning
085.040	LED	Fct. assignm. H 15	THRM1 Trip signal
085.043	LED	Fct. assignm. H 16	THRM1 Within pre-trip time
085.002	LED	Operating mode H 2	ES updating
085.005	LED	Operating mode H 3	ES updating
085.008	LED	Operating mode H 4	ES manual reset
085.011	LED	Operating mode H 5	ES updating
085.014	LED	Operating mode H 6	ES updating
085.017	LED	Operating mode H 7	ES updating
085.020	LED	Operating mode H 8	ES manual reset
085.023	LED	Operating mode H 9	ES manual reset
085.026	LED	Operating mode H 10	ES manual reset
085.029	LED	Operating mode H 11	ES updating
085.032	LED	Operating mode H 12	ES updating
085.035	LED	Operating mode H 13	ES updating
085.038	LED	Operating mode H 14	ES updating
085.041	LED	Operating mode H 15	ES manual reset
085.044	LED	Operating mode H 16	ES manual reset

Parameters/Config.parameters/FT_RC

Address	Group	Description	Active value
035.160	FT_RC	Rec. analog chann. 1	Current IA,a
035.161	FT_RC	Rec. analog chann. 2	Current IB,a
035.162	FT_RC	Rec. analog chann. 3	Current IC,a
035.163	FT_RC	Rec. analog chann. 4	Current IY,a
035.164	FT_RC	Rec. analog chann. 5	Current IA,b
035.165	FT_RC	Rec. analog chann. 6	Current IB,b
035.166	FT_RC	Rec. analog chann. 7	Current IC,b
035.167	FT_RC	Rec. analog chann. 8	Current IY,b
035.168	FT_RC	Rec. analog chann. 9	Voltage V
035.169	FT_RC	Rec. analog chann.10	Current IA,c
035.170	FT_RC	Rec. analog chann.11	Current IB,c
035.171	FT_RC	Rec. analog chann.12	Current IC,c
035.172	FT_RC	Rec. analog chann.13	Current IY,c

Parameters/Function parameters/Global/MAIN

Address	Group	Description	Active value
003.030	MAIN	Protection enabled	Yes (= on)
003.012	MAIN	Test mode USER	No
010.030	MAIN	Nominal frequ. f _{nom}	50 Hz
010.049	MAIN	Rotary field	Clockwise rotation
019.020	MAIN	Inom C.T.prim.,end a	600 A
019.021	MAIN	Inom C.T.prim.,end b	1200 A
019.022	MAIN	Inom C.T.prim.,end c	4000 A
019.027	MAIN	Inom C.T.Yprim,end a	600 A
019.028	MAIN	Inom C.T.Yprim,end b	1200 A
019.029	MAIN	Inom C.T.Yprim,end c	4000 A
010.002	MAIN	V _{nom} V.T. prim.	220.0 kV
010.024	MAIN	Inom device, end a	1.0 A
010.025	MAIN	Inom device, end b	5.0 A
010.029	MAIN	Inom device, end c	5.0 A
010.142	MAIN	IY,nom device, end a	1.0 A
010.143	MAIN	IY,nom device, end b	5.0 A
010.144	MAIN	IY,nom device, end c	5.0 A
010.009	MAIN	V _{nom} V.T. sec.	100 V
010.140	MAIN	Conn.meas.circ. IP,a	Standard
010.150	MAIN	Conn.meas.circ. IP,b	Standard
010.160	MAIN	Conn.meas.circ. IP,c	Opposite
010.141	MAIN	Conn.meas.circ. IY,a	Standard
010.151	MAIN	Conn.meas.circ. IY,b	Standard
010.161	MAIN	Conn.meas.circ. IY,c	Opposite
011.030	MAIN	Meas. value rel. IP	0.20 Inom
011.031	MAIN	Meas. value rel. IN	0.200 Inom
011.036	MAIN	Meas. value rel. IY	0.200 IN,nom
011.032	MAIN	Meas. value rel. V	0.00 V _{nom}

010.113	MAIN	Settl. t. IP,max,del	20.0 min
021.021	MAIN	Fct.assign. block. 1	Without function
021.022	MAIN	Fct.assign. block. 2	Without function
021.048	MAIN	Fct.assign. block. 3	Without function
021.049	MAIN	Fct.assign. block. 4	Without function
021.012	MAIN	Trip cmd.block. USER	No
021.001	MAIN	Fct.assign.trip cmd.1	041.075 DIFF Trip signal 039.123 THRM1 Trip signal
021.002	MAIN	Fct.assign.trip cmd.2	041.075 DIFF Trip signal 039.123 THRM1 Trip signal
021.046	MAIN	Fct.assign.trip cmd.3	041.075 DIFF Trip signal 039.123 THRM1 Trip signal
021.047	MAIN	Fct.assign.trip cmd.4	041.075 DIFF Trip signal 039.123 THRM1 Trip signal
021.003	MAIN	Min.dur. trip cmd. 1	0.10 s
021.004	MAIN	Min.dur. trip cmd. 2	0.10 s
021.032	MAIN	Min.dur. trip cmd. 3	0.10 s
021.033	MAIN	Min.dur. trip cmd. 4	0.10 s
021.023	MAIN	Latching trip cmd. 1	No
021.024	MAIN	Latching trip cmd. 2	No
021.025	MAIN	Latching trip cmd. 3	No
021.026	MAIN	Latching trip cmd. 4	No
021.031	MAIN	Fct. assign. fault	098.038 SFMON Setting error THRM1 098.039 SFMON Setting error THRM2

Parameters/Function parameters/Global/FT_RC

Address	Group	Description	Active value
003.085	FT_RC	Fct. assign. trigger	036.000 MAIN General starting 041.075 DIFF Trip signal 039.123 THRM1 Trip signal
016.018	FT_RC	Id>	Blocked
016.019	FT_RC	IR>	Blocked
003.078	FT_RC	Pre-fault time	5 Periods
003.079	FT_RC	Post-fault time	25 Periods
003.075	FT_RC	Max. recording time	50 Periods

Parameters/Function parameters/General functions/MAIN

Address	Group	Description	Active value
019.017	MAIN	Vnom prim., end a	220.0 kV
019.018	MAIN	Vnom prim., end b	110.0 kV
019.019	MAIN	Vnom prim., end c	10.5 kV
016.096	MAIN	Evaluation IN, end a	Calculated
016.097	MAIN	Evaluation IN, end b	Calculated
016.098	MAIN	Evaluation IN, end c	Calculated
019.099	MAIN	Current summation	Without
018.009	MAIN	Hold time dyn.param.	Blocked

Parameters/Function parameters/General functions/DIFF

Address	Group	Description	Active value
019.080	DIFF	General enable USER	Yes
019.016	DIFF	Reference power Sref	200.0 MVA
019.023	DIFF	Ref. curr. Iref,a	0.525 kA
019.024	DIFF	Ref. curr. Iref,b	1.050 kA
019.025	DIFF	Ref. curr. Iref,c	10.997 kA
004.105	DIFF	Matching fact. kam,a	1.1431
004.106	DIFF	Matching fact. kam,b	1.1431
004.127	DIFF	Matching fact. kam,c	0.3637
019.010	DIFF	Vector grp. ends a-b	0
019.011	DIFF	Vector grp. ends a-c	1
011.037	DIFF	Meas. value rel. Id	0.20 Iref
011.038	DIFF	Meas. value rel. IR	0.20 Iref

Parameters/Function parameters/General functions/THRM1

Address	Group	Description	Active value
031.144	THRM1	General enable USER	Yes
019.109	THRM1	Select. meas. input	End b
039.121	THRM1	Operating mode	Relative replica
004.152	THRM1	O/T f.Iref persist 1	10 °C

Parameters/Function parameters/Parameter subset 1/DIFF

Address	Group	Description	Active value
072.152	DIFF	Enable PS1	Yes
072.142	DIFF	Idiff> PS1	0.20 Iref
072.143	DIFF	Idiff>> PS1	7 Iref
072.144	DIFF	Idiff>>> PS1	7 Iref
072.145	DIFF	m1 PS1	0.2
072.146	DIFF	m2 PS1	0.5
072.147	DIFF	IR,m2 PS1	1.5 Iref
072.148	DIFF	Op.mode rush rst.PS1	Not phase-selective
072.159	DIFF	RushI(2f0)/I(f0) PS1	10 %
072.155	DIFF	0-seq. filt.a en.PS1	Yes
072.156	DIFF	0-seq. filt.b en.PS1	Yes
072.157	DIFF	0-seq. filt.c en.PS1	No
072.158	DIFF	Overflux.bl. en. PS1	No
072.160	DIFF	Ov. I(5f0)/I(f0) PS1	80 %

Parameters/Function parameters/Parameter subset 1/THRM1

Address	Group	Description	Active value
---------	-------	-------------	--------------

081.070	THRM1	Enable	PS1 Yes
081.074	THRM1	Iref	PS1 1.00 Inom
081.075	THRM1	Start.fact.OL_RC	PS1 1.10
081.082	THRM1	Tim.const.1,>Ibl	PS1 60.0 min
081.083	THRM1	Tim.const.2,<Ibl	PS1 60.0 min
081.077	THRM1	Max.perm.obj.tmp	PS1 75 °C
081.080	THRM1	Max.perm.cool.tmp	PS1 65 °C
081.072	THRM1	Select CTA	PS1 Default temp. value
081.081	THRM1	Default CTE	PS1 40 °C
081.073	THRM1	Bl. f. CTA fault	PS1 Yes
081.079	THRM1	Rel. O/T warning	PS1 95 %
081.076	THRM1	Rel. O/T trip	PS1 100 %
081.078	THRM1	Hysteresis trip	PS1 2 %
081.085	THRM1	Warning pre-trip	PS1 30.0 min

Parameters/Function parameters/Parameter subset 2/DIFF

Address	Group	Description	Active value
073.152	DIFF	Enable	PS2 No
073.142	DIFF	Idiff>	PS2 0.20 Iref
073.143	DIFF	Idiff>>	PS2 15 Iref
073.144	DIFF	Idiff>>>	PS2 30 Iref
073.145	DIFF	m1	PS2 0.3
073.146	DIFF	m2	PS2 0.7
073.147	DIFF	IR,m2	PS2 4.0 Iref
073.148	DIFF	Op.mode rush rst.	PS2 Not phase-selective
073.159	DIFF	RushI(2f0)/I(f0)	PS2 20 %
073.155	DIFF	0-seq. filt.a en.	PS2 Yes
073.156	DIFF	0-seq. filt.b en.	PS2 Yes
073.157	DIFF	0-seq. filt.c en.	PS2 Yes
073.158	DIFF	Overflux.bl. en.	PS2 No
073.160	DIFF	Ov. I(5f0)/I(f0)	PS2 20 %

Parameters/Function parameters/Parameter subset 2/THRM1

Address	Group	Description	Active value
082.070	THRM1	Enable	PS2 No
082.074	THRM1	Iref	PS2 1.00 Inom
082.075	THRM1	Start.fact.OL_RC	PS2 1.15
082.082	THRM1	Tim.const.1,>Ibl	PS2 30.0 min
082.083	THRM1	Tim.const.2,<Ibl	PS2 30.0 min
082.077	THRM1	Max.perm.obj.tmp	PS2 120 °C
082.080	THRM1	Max.perm.cool.tmp	PS2 40 °C
082.072	THRM1	Select CTA	PS2 Default temp. value
082.081	THRM1	Default CTE	PS2 40 °C
082.073	THRM1	Bl. f. CTA fault	PS2 Yes
082.079	THRM1	Rel. O/T warning	PS2 95 %
082.076	THRM1	Rel. O/T trip	PS2 100 %

082.078	THRM1	Hysteresis trip PS2 2 %
082.085	THRM1	Warning pre-trip PS2 30.0 min

Parameters/Function parameters/Parameter subset 3/DIFF

Address	Group	Description	Active value
074.152	DIFF	Enable	PS3 No
074.142	DIFF	Idiff>	PS3 0.20 Iref
074.143	DIFF	Idiff>>	PS3 15 Iref
074.144	DIFF	Idiff>>>	PS3 30 Iref
074.145	DIFF	m1	PS3 0.3
074.146	DIFF	m2	PS3 0.7
074.147	DIFF	IR,m2	PS3 4.0 Iref
074.148	DIFF	Op.mode rush rst.PS3	Not phase-selective
074.159	DIFF	RushI(2f0)/I(f0)	PS3 20 %
074.155	DIFF	0-seq. filt.a en.PS3	Yes
074.156	DIFF	0-seq. filt.b en.PS3	Yes
074.157	DIFF	0-seq. filt.c en.PS3	Yes
074.158	DIFF	Overflux.bl. en. PS3	No
074.160	DIFF	Ov. I(5f0)/I(f0)	PS3 20 %

Parameters/Function parameters/Parameter subset 3/THRM1

Address	Group	Description	Active value
083.070	THRM1	Enable	PS3 No
083.074	THRM1	Iref	PS3 1.00 Inom
083.075	THRM1	Start.fact.OL_RC	PS3 1.15
083.082	THRM1	Tim.const.1,>Ibl	PS3 30.0 min
083.083	THRM1	Tim.const.2,<Ibl	PS3 30.0 min
083.077	THRM1	Max.perm.obj.tmp.PS3	120 °C
083.080	THRM1	Max.perm.cool.tmpPS3	40 °C
083.072	THRM1	Select CTA	PS3 Default temp. value
083.081	THRM1	Default CTE	PS3 40 °C
083.073	THRM1	Bl. f. CTA fault	PS3 Yes
083.079	THRM1	Rel. O/T warning	PS3 95 %
083.076	THRM1	Rel. O/T trip	PS3 100 %
083.078	THRM1	Hysteresis trip	PS3 2 %
083.085	THRM1	Warning pre-trip	PS3 30.0 min

Parameters/Function parameters/Parameter subset 4/DIFF

Address	Group	Description	Active value
075.152	DIFF	Enable	PS4 No
075.142	DIFF	Idiff>	PS4 0.20 Iref
075.143	DIFF	Idiff>>	PS4 15 Iref
075.144	DIFF	Idiff>>>	PS4 30 Iref
075.145	DIFF	m1	PS4 0.3

075.146	DIFF	m2	PS4 0.7
075.147	DIFF	IR,m2	PS4 4.0 Iref
075.148	DIFF	Op.mode rush rst.	PS4 Not phase-selective
075.159	DIFF	RushI(2f0)/I(f0)	PS4 20 %
075.155	DIFF	0-seq. filt.a en.	PS4 Yes
075.156	DIFF	0-seq. filt.b en.	PS4 Yes
075.157	DIFF	0-seq. filt.c en.	PS4 Yes
075.158	DIFF	Overflux.bl. en.	PS4 No
075.160	DIFF	Ov. I(5f0)/I(f0)	PS4 20 %

Parameters/Function parameters/Parameter subset 4/THRM1

Address	Group	Description	Active value
084.070	THRM1	Enable	PS4 No
084.074	THRM1	Iref	PS4 1.00 Inom
084.075	THRM1	Start.fact.OL_RC	PS4 1.15
084.082	THRM1	Tim.const.1,> bl	PS4 30.0 min
084.083	THRM1	Tim.const.2,< bl	PS4 30.0 min
084.077	THRM1	Max.perm.obj.tmp.	PS4 120 °C
084.080	THRM1	Max.perm.cool.tmp.	PS4 40 °C
084.072	THRM1	Select CTA	PS4 Default temp. value
084.081	THRM1	Default CTE	PS4 40 °C
084.073	THRM1	Bl. f. CTA fault	PS4 Yes
084.079	THRM1	Rel. O/T warning	PS4 95 %
084.076	THRM1	Rel. O/T trip	PS4 100 %
084.078	THRM1	Hysteresis trip	PS4 2 %
084.085	THRM1	Warning pre-trip	PS4 30.0 min

**ANEXA 5 – ANALIZA RESTABILIRII SISTEMULUI DE VEST ÎN DIVERSE
REGIMURI DE FUNCȚIONARE.**

A 5.1. Regim cu AT1 și AT2 în funcțiune și fără compensare pe 10 kV.

Tabelul A.16. Date și rezultate noduri.

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.64	188.57
2	B15	1	1.075	16.931	2.7			900	304.18
3	C15	1	1.07	16.906	-3.44			748.94	347.21
4	D10	1	1.05122	11.038	-8.05			25	17.78
5	E110	1	1.09	119.9	-11.07			20	3.26
7	400 Ro	1	1.04896	419.583	-4.3	350	120		
8	400 PF	1	1.04724	418.894	-5.28	530	140		
9	220 Ro	1	1.06105	233.431	-7.15	156	50		
10	220 PF	1	1.09815	241.594	-2.31	175	22		
11	220 Min	1	1.09419	240.722	-6.73	400	210		
12	D220	1	1.07002	235.405	-8.58				
13	220 A TM	1	1.04867	230.707	-12.16				
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.49	237	70	0	60.74
15	220 Resi	1	1.054	231.881	-9.52				
16	I220	1	1.04719	230.381	-10.13				
17	110 Min	1	1.08931	119.824	-8.37				
18	D110	1	1.06271	116.899	-11.01	120	30		
19	J110	1	1.06801	117.481	-10.61	32	10		
20	K110	1	1.07502	118.253	-10.44	22	-4		
21	L110	1	1.08565	119.421	-11.53	20	12		
22	I110	1	1.0921	120.131	-11.35	35	8		
23	110 Res	1	1.09016	119.918	-11.63	12	5		
24	M110	1	1.08735	119.608	-11.73	58	33		
25	N110	1	1.07814	118.595	-12.28	24	10		
26	220 Saca	1	1.04968	230.929	-12.51				
27	220 B TM	1	1.04867	230.707	-12.16				
28	110 TM	1	1.05996	116.595	-14.26	10	3		
29	10 TM	1	1.04808	10.481	-12.19	0.2	0.1		
30	110 Saca	1	1.02288	112.517	-16.53	5	2		
31	110 B TM	1	1.02353	112.588	-16.48	45	15		
32	110 D TM	1	1.03171	113.488	-15.8	90	30		

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.17. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-649.7	-130.5	662.7	1200	56.5	0.96	58.04
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.3	36	198.6	400	49.7	0.22	12.19
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-212.9	-57.7	220.6	400	56.3	0.27	14.44
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-104.2	-24.6	107	1000	10.7	0.18	-50.07
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-212.9	-57.7	220.6	400	56.3	0.27	14.44
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	39.1	-26.2	47.1	250	18.8	0.19	-11.11
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-211.7	922.4	1140	83.3	2.18	92.45
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-278.4	797.4	1500	55	1.77	68.79
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.3	0.04	3.59
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.2	-29.9	57.5	250	23	0.36	-13.7
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09	5.53
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	76.5	30.9	82.5	200	41.2	0.08	4.88
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.2	0.4	0.4	60	0.7	0	0.27
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.6	-0.3	79.7	250	32.2	0.56	-7.49
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-96.1	-31	101	200	50.5	1.69	-11.31
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-58.6	10.1	59.4	250	24.4	0.23	-6.11
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-43.4	4.7	43.6	250	18	0.12	-6.75
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-135.1	-24	137.2	200	69.9	2.85	-1.42
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82	39.3	91	200	45.5	0.09	5.39
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.5	17	50.5	250	20.7	0.11	-3.57
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-145	-21	146.5	250	60	3.24	1.7
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-145	-21	146.5	250	60	3.24	1.7
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.4	20.6	51.7	200	25.8	0.03	2.91

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17 110 Min	20 K110	1	Closed	No	32.6	1.7	32.7	50	65.4	0.36	-0.32
17 110 Min	19 J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18 D110	20 K110	1	Closed	No	-7.1	-5.5	9	50	18	0.04	-2.16
18 D110	4 D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19 J110	20 K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21 L110	5 E110	1	Closed	No	-19.9	-3.7	20.3	50	40.6	0.05	-0.42
22 I110	21 L110	1	Closed	No	12.4	9.7	15.7	50	31.8	0.04	-0.38
23 110 Res	25 N110	1	Closed	No	11.9	5.6	13.1	50	27.3	0.06	-1.33
23 110 Res	24 M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.67
25 N110	21 L110	1	Closed	No	-12.2	-3.1	12.6	50	25.2	0.05	-1.34
26 220 Saca	13 220 A TM	1	Closed	No	-43.5	11.4	45	250	18.3	0.04	-2.8
26 220 Saca	30 110 Saca	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
27 220 B TM	15 220 Resi	1	Closed	No	-79.7	-0.3	79.7	250	32.2	0.56	-7.49
27 220 B TM	13 220 A TM	1	Closed	No	-55.6	-14.3	57.4	300	19.1	0	0
27 220 B TM	29 10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27 220 B TM	28 110 TM	1	Closed	Yes	76.5	30.8	82.4	200	41.2	0.08	4.87
28 110 TM	32 110 D TM	2	Closed	No	71.4	24.5	75.5	80	94.3	1.27	1.56
28 110 TM	32 110 D TM	1	Closed	No	71.4	24.5	75.5	80	94.3	1.27	1.56
30 110 Saca	31 110 B TM	2	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0	-0.42
30 110 Saca	31 110 B TM	1	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0	-0.42
31 110 B TM	32 110 D TM	2	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.1	-0.17
31 110 B TM	32 110 D TM	1	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.1	-0.17

A 5.2. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune și fără compensare pe 10 kV.

Tabelul A.18. Date și rezultate noduri.

Number	Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	24 Ro	1.07	25.68	0			648.86	187.84
2	B15	1.075	16.931	2.74			900	302.09
3	C15	1.07	16.906	-3.42			748.94	345.33
4	D10	1.05135	11.039	-8.03			25	17.78
5	E110	1.09	119.9	-10.96			20	2.1
7	400 Ro	1.04903	419.613	-4.29	350	120		
8	400 PF	1.0474	418.96	-5.25	530	140		
9	220 Ro	1.06114	233.451	-7.13	156	50		
10	220 PF	1.09838	241.643	-2.27	175	22		
11	220 Min	1.09435	240.758	-6.72	400	210		
12	D220	1.07015	235.433	-8.57				
13	220 A TM	1.05103	231.227	-12.05				
14	220 Arad	1.05	231	-13.56	237	70	0	62.57
15	220 Resi	1.05542	232.192	-9.43				
16	I220	1.0484	230.647	-10.04				
17	110 Min	1.08947	119.841	-8.35				
18	D110	1.06285	116.913	-11	120	30		
19	J110	1.06816	117.498	-10.6	32	10		
20	K110	1.07518	118.269	-10.43	22	-4		
21	L110	1.08618	119.48	-11.43	20	12		
22	I110	1.09297	120.227	-11.26	35	8		
23	110 Res	1.09152	120.067	-11.54	12	5		
24	M110	1.08871	119.758	-11.64	58	33		
25	N110	1.07909	118.7	-12.18	24	10		
26	220 Saca	1.04661	230.255	-12.8				
27	220 B TM	1.05103	231.228	-12.05				
28	110 TM	1.06712	117.383	-14.38	10	3		
29	10 TM	1.05045	10.504	-12.07	0.2	0.1		
30	110 Saca	1.06984	117.682	-14.55	5	2		
31	110 B TM	1.06014	116.615	-15.1	45	15		
32	110 D TM	1.055	116.05	-15.25	90	30		

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.19. Date și rezultate latari.

From Number Name	To Number To Name	Circuit	Status	Xfirm	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400 Ro	124 Ro	1	Closed	Yes	-647.9	-130.1	660.8	1200	56.3	0.95	57.74
7400 Ro	9220 Ro	1	Closed	Yes	195.3	36	198.6	400	49.6	0.22	12.19
8400 PF	10220 PF	2	Closed	Yes	-213.8	-57.9	221.5	400	56.5	0.27	14.54
8400 PF	7400 Ro	1	Closed	No	-102.4	-24.3	105.3	1000	10.6	0.17	-50.14
8400 PF	10220 PF	1	Closed	Yes	-213.8	-57.9	221.5	400	56.5	0.27	14.54
9220 Ro	12D220	1	Closed	No	39.1	-26.2	47.1	250	18.8	0.19	-11.11
10220 PF	2B15	1	Closed	Yes	-897.8	-209.8	922	1140	83.3	2.18	92.33
11220 Min	3C15	1	Closed	Yes	-747.2	-276.6	796.7	1500	55	1.77	68.7
11220 Min	17110 Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.4	0.04	3.59
12D220	11220 Min	1	Closed	No	-49.2	-29.9	57.6	250	23	0.36	-13.7
12D220	18D110	1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09	5.53
13220 A TM	28110 TM	1	Closed	Yes	85.7	21.8	88.4	200	44.2	0.09	5.36
13220 A TM	2910 TM	1	Closed	Yes	0.2	0.4	0.4	60	0.7	0	0.28
13220 A TM	15220 Resi	2	Closed	No	-78.8	1	78.9	250	31.9	0.55	-7.61
13220 A TM	11220 Min	1	Closed	No	-94.5	-29.5	99	200	49.5	1.61	-11.8
14220 Arad	27220 B TM	1	Closed	No	-67.8	5.9	68	250	27.6	0.3	-5.72
14220 Arad	26220 Saca	2	Closed	No	-32.5	10.4	34.2	250	14.8	0.08	-6.99
14220 Arad	11220 Min	1	Closed	No	-136.7	-23.7	138.7	200	70.7	2.92	-1.02
15220 Resi	23110 Res	1	Closed	Yes	82.1	39.6	91.1	200	45.6	0.09	5.4
15220 Resi	161220	1	Closed	No	47.5	17.9	50.7	250	20.8	0.11	-3.57
15220 Resi	10220 PF	2	Closed	No	-144.2	-20.1	145.6	250	59.6	3.19	1.39
15220 Resi	10220 PF	1	Closed	No	-144.2	-20.1	145.6	250	59.6	3.19	1.39
161220	221110	1	Closed	Yes	47.4	21.4	52	200	26	0.03	2.93

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17 110 Min	20K110	1	Closed	No	32.6	1.7	32.7	50	65.4	0.36	-0.32
17 110 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18D110	20K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18	0.04	-2.16
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-19.9	-2.5	20.1	50	40.2	0.05	-0.42
22H110	21L110	1	Closed	No	12.3	10.5	16.2	50	32.8	0.05	-0.37
23110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	5.9	13.3	50	27.7	0.06	-1.32
23110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.69
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-2.8	12.5	50	25	0.05	-1.35
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-98.1	-18.7	99.8	250	39.9	0.18	-1.72
26220 Saca	30110 Saca	1	Closed	Yes	65.4	36.1	74.7	200	37.4	0.06	4.25
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-78.8	1	78.9	250	31.9	0.55	-7.61
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	10.8	10.6	15.1	300	5	0	0
27220 B TM	2910 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	2	Closed	No	37.8	6.7	38.4	80	48	0.32	-0.36
28110 TM	32110 D TM	1	Closed	No	37.8	6.7	38.4	80	48	0.32	-0.36
30110 Saca	31110 B TM	2	Closed	No	30.2	14.9	33.7	80	42.1	0.13	-0.03
30110 Saca	31110 B TM	1	Closed	No	30.2	14.9	33.7	80	42.1	0.13	-0.03
31110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	7.6	7.4	10.6	80	13.7	0.02	-0.5
31110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	7.6	7.4	10.6	80	13.7	0.02	-0.5

A 5.3. Regim cu AT1 în funcțiune(AT2 și AT3 scoase din funcțiune) și fără compensare pe 10 kV.

Tabelul A.20. Date și rezultate noduri.

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.95	188.81
2	B15	1	1.075	16.931	2.69			900	304.94
3	C15	1	1.07	16.906	-3.45			748.94	347.9
4	D10	1	1.05118	11.037	-8.06			25	17.78
5	E110	1	1.09	119.9	-11.09			20	3.67
7	400 Ro	1	1.04893	419.572	-4.3	350	120		
8	400 PF	1	1.04718	418.871	-5.28	530	140		
9	220 Ro	1	1.06102	233.424	-7.15	156	50		
10	220 PF	1	1.09807	241.576	-2.32	175	22		
11	220 Min	1	1.09413	240.709	-6.75	400	210		
12	D220	1	1.06998	235.395	-8.59				
13	220 A TM	1	1.0478	230.517	-12.17				
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.51	237	70	0	64.58
15	220 Resi	1	1.0535	231.771	-9.53				
16	I220	1	1.04676	230.286	-10.14				
17	110 Min	1	1.08925	119.817	-8.38				
18	D110	1	1.06267	116.894	-11.02	120	30		
19	J110	1	1.06795	117.474	-10.63	32	10		
20	K110	1	1.07497	118.247	-10.45	22	-4		
21	L110	1	1.08546	119.401	-11.54	20	12		
22	I110	1	1.0918	120.098	-11.37	35	8		
23	110 Res	1	1.08968	119.865	-11.64	12	5		
24	M110	1	1.08686	119.555	-11.74	58	33		
25	N110	1	1.0778	118.558	-12.29	24	10		
26	220 Saca	1	1.04904	230.788	-12.53				
27	220 B TM	1	1.04781	230.517	-12.17				
28	110 TM	1	1.04168	114.585	-16.44	10	3		
29	10 TM	1	1.04722	10.472	-12.2	0.2	0.1		
30	110 Saca	1	1.00385	110.423	-18.8	5	2		
31	110 B TM	1	1.00451	110.496	-18.75	45	15		
32	110 D TM	1	1.01287	111.415	-18.04	90	30		

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.21. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-650	-130.7	663	1200	56.5	0.96	58.09
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.5	36	198.8	400	49.7	0.22	12.21
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-212.8	-57.6	220.5	400	56.2	0.27	14.43
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-104.3	-24.7	107.2	1000	10.8	0.18	-50.06
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-212.8	-57.6	220.5	400	56.2	0.27	14.43
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	39.3	-26.2	47.2	250	18.9	0.19	-11.1
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-212.4	922.6	1140	83.4	2.18	92.49
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-279.1	797.6	1500	55.1	1.77	68.83
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.3	0.04	3.58
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.1	-29.9	57.5	250	23	0.35	-13.71
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.4	200	44.7	0.09	5.53
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	153.2	67.2	167.3	200	83.6	0.32	14.91
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.2	0.4	0.4	60	0.7	0	0.27
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.7	-0.9	79.7	250	32.2	0.56	-7.47
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-96.2	-31.6	101.2	200	50.6	1.7	-11.24
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-58.5	12.2	59.8	250	24.6	0.23	-6.08
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-43.3	6.3	43.8	250	18.1	0.13	-6.74
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-135.2	-23.9	137.3	200	69.9	2.85	-1.4
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82	39.2	90.9	200	45.5	0.09	5.39
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.5	16.7	50.4	250	20.6	0.11	-3.56
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-145.1	-21.4	146.6	250	60	3.25	1.76
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-145.1	-21.4	146.6	250	60	3.25	1.76
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.4	20.3	51.6	200	25.8	0.03	2.9

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17I110 Min	20K110	1	Closed	No	32.6	1.7	32.7	50	65.3	0.36	-0.32
17J110 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18D110	20K110	1	Closed	No	-7	-5.5	9	50	17.9	0.04	-2.16
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-19.9	-4.1	20.4	50	40.7	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	Closed	No	12.4	9.4	15.5	50	31.5	0.04	-0.38
23I110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	5.5	13	50	27.2	0.06	-1.33
23J110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.66
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-3.2	12.6	50	25.3	0.05	-1.34
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-43.4	13	45.4	250	18.5	0.04	-2.79
26220 Saca	30110 Saca	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-79.7	-0.9	79.7	250	32.2	0.56	-7.47
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	21	19.2	28.5	300	9.5	0	0
27220 B TM	2910 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	2	Closed	No	71.4	24.6	75.6	80	94.5	1.32	1.69
28110 TM	32110 D TM	1	Closed	No	71.4	24.6	75.6	80	94.5	1.32	1.69
30110 Saca	31110 B TM	2	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0	-0.4
30110 Saca	31110 B TM	1	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0	-0.4
31110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.11	-0.13
31110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.11	-0.13

A 5.4. Regim cu AT3 în funcțiune(AT1 si AT2 scoase din funcțiune) și fără compensare pe 10 kV.

Tabelul A.22. Date și rezultate noduri.

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.98	188.13
2	B15	1	1.075	16.931	2.71			900	302.4
3	C15	1	1.07	16.906	-3.57			748.94	345.7
4	D10	1	1.05136	11.039	-8.13			25	17.78
5	E110	1	1.09	119.9	-11			20	2.26
7	400 Ro	1	1.04901	419.605	-4.3	350	120		
8	400 PF	1	1.04737	418.948	-5.27	530	140		
9	220 Ro	1	1.06114	233.452	-7.17	156	50		
10	220 PF	1	1.09835	241.636	-2.3	175	22		
11	220 Min	1	1.09432	240.751	-6.86	400	210		
12	D220	1	1.07014	235.431	-8.66				
13	220 A TM	1	1.05071	231.156	-12.09				
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.87	237	70	0	76.85
15	220 Resi	1	1.05522	232.147	-9.47				
16	I220	1	1.04822	230.609	-10.08				
17	110 Min	1	1.08942	119.836	-8.49				
18	D110	1	1.06286	116.915	-11.1	120	30		
19	J110	1	1.06813	117.495	-10.73	32	10		
20	K110	1	1.07516	118.267	-10.55	22	-4		
21	L110	1	1.08611	119.472	-11.47	20	12		
22	I110	1	1.09285	120.214	-11.3	35	8		
23	110 Res	1	1.09133	120.046	-11.58	12	5		
24	M110	1	1.08852	119.737	-11.68	58	33		
25	N110	1	1.07896	118.685	-12.22	24	10		
26	220 Saca	1	1.04148	229.127	-13.39				
27	220 B TM	1	1.05071	231.156	-12.09				
28	110 TM	1	1.01131	111.244	-20.59	10	3		
29	10 TM	1	1.05012	10.501	-12.12	0.2	0.1		
30	110 Saca	1	1.04908	115.399	-17.59	5	2		
31	110 B TM	1	1.02957	113.253	-19.09	45	15		
32	110 D TM	1	1.01306	111.437	-20.46	90	30		

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.23. Date și rezultate laturi.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-650	-130.1	662.9	1200	56.5	0.96	58.07
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	196.9	35.9	200.1	400	50	0.22	12.34
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-213.5	-57.9	221.2	400	56.4	0.27	14.51
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-103	-24.3	105.8	1000	10.6	0.17	-50.12
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-213.5	-57.9	221.2	400	56.4	0.27	14.51
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	40.6	-26.4	48.5	250	19.4	0.2	-11.04
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-210.1	922.1	1140	83.3	2.18	92.35
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-277	796.9	1500	55	1.77	68.72
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.6	10	62.5	200	31.2	0.04	3.57
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-47.9	-30.1	56.6	250	22.6	0.34	-13.78
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.4	14.7	89.6	200	44.8	0.09	5.55
13220	A TM	28110	TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.2	0.4	0.4	60	0.7	0	0.28
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.1	0.9	79.1	250	32	0.55	-7.58
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-92.9	-30.2	97.6	200	48.8	1.57	-12.08
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-79.4	9	79.9	250	32.4	0.41	-5.04
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-17.8	20.6	27.2	250	13.2	0.06	-7.09
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-139.8	-22.8	141.6	200	72.3	3.04	-0.25
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	39.6	91.1	200	45.6	0.09	5.4
15220	Resi	161220		1	Closed	No	47.5	17.8	50.7	250	20.8	0.11	-3.57
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-144.4	-20.2	145.8	250	59.7	3.21	1.47
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-144.4	-20.2	145.8	250	59.7	3.21	1.47
161220		221110		1	Closed	Yes	47.4	21.3	51.9	200	26	0.03	2.92

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17I110 Min	20K110	1	Closed	No	32.5	1.7	32.5	50	65	0.36	-0.33
17I110 Min	19J110	1	Closed	No	29.1	4.7	29.5	50	59	0.37	-0.75
18D110	20K110	1	Closed	No	-6.8	-5.6	8.8	50	17.7	0.04	-2.17
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.6	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-19.9	-2.7	20.1	50	40.3	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	10.4	16.1	50	32.7	0.05	-0.37
23I110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	5.9	13.2	50	27.7	0.06	-1.32
23I110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.69
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-2.8	12.5	50	25	0.05	-1.35
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-170.5	-41	175.3	250	70.5	0.56	1.17
26220 Saca	30I110 Saca	1	Closed	Yes	152.6	68.7	167.4	200	83.7	0.32	14.73
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-79.1	0.9	79.1	250	32	0.55	-7.58
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	-0.7	13.2	13.2	300	4.4	0	0
27220 B TM	29I10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28I110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28I110 TM	32I110 D TM	2	Closed	No	-5	-1.5	5.2	80	6.5	0.01	-0.91
28I110 TM	32I110 D TM	1	Closed	No	-5	-1.5	5.2	80	6.5	0.01	-0.91
30I110 Saca	31I110 B TM	2	Closed	No	73.7	26	78.1	80	97.6	0.72	1.96
30I110 Saca	31I110 B TM	1	Closed	No	73.7	26	78.1	80	97.6	0.72	1.96
31I110 B TM	32I110 D TM	2	Closed	No	50.4	16.5	53.1	80	66.3	0.43	0.94
31I110 B TM	32I110 D TM	1	Closed	No	50.4	16.5	53.1	80	66.3	0.43	0.94

A 5.5. Regim fără AT în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.24. Date și rezultate noduri.

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			492.04	175.05
2	B15	1	1.075	16.931	5.46			900	285.73
3	C15	1	1.07	16.906	2.11			748.94	330.43
4	D10	1	1.05029	11.028	-4.11			25	17.78
5	E110	1	1.10314	121.346	-5.57			20	0
7	400 Ro	1	1.04969	419.875	-3.24	350	120		
8	400 PF	1	1.04889	419.555	-3.24	530	140		
9	220 Ro	1	1.06057	233.325	-5.31	156	50		
10	220 PF	1	1.10013	242.029	0.45	175	22		
11	220 Min	1	1.09563	241.038	-1.19	400	210		
12	D220	1	1.06977	235.349	-4.89				
13	220 A TM	1	1.06927	235.239	-5.08				
14	220 Arad	1	1.05	231	-6.54	237	70	0	-32.93
15	220 Resi	1	1.0701	235.422	-4.12				
16	I220	1	1.06283	233.822	-4.71				
17	110 Min	1	1.09098	120.008	-3.06				
18	D110	1	1.0617	116.788	-7.08	120	30		
19	J110	1	1.06904	117.595	-5.52	32	10		
20	K110	1	1.07555	118.311	-5.57	22	-4		
21	L110	1	1.10032	121.035	-6.04	20	12		
22	I110	1	1.1076	121.836	-5.9	35	8		
23	110 Res	1	1.10711	121.782	-6.17	12	5		
24	M110	1	1.10434	121.478	-6.27	58	33		
25	N110	1	1.09412	120.353	-6.79	24	10		
26	220 Saca	1	1.06489	234.275	-5.47				
27	220 B TM	1	1.06927	235.238	-5.08				
28	110 TM	1	0	0	90	0	0		
29	10 TM	1	1.05092	10.509	-5.26	0.2	0.1		
30	110 Saca	1	0	0	90	0	0		
31	110 B TM	1	0	0	90	0	0		
32	110 D TM	1	0	0	90	0	0		

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.25. Date și rezultate latari.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400 Ro	7400 Ro	124 Ro	124 Ro	1	Closed	Yes	-491.5	-138.1	510.5	1200	43.5	0.57	36.91
7400 Ro	7400 Ro	9220 Ro	9220 Ro	1	Closed	Yes	141.8	39.4	147.2	400	36.8	0.12	7.68
8400 PF	8400 PF	10220 PF	10220 PF	2	Closed	Yes	-265.2	-54.7	270.8	400	69	0.4	20.52
8400 PF	8400 PF	7400 Ro	7400 Ro	1	Closed	No	0.4	-30.7	30.7	1000	3.1	0	-51.96
8400 PF	8400 PF	10220 PF	10220 PF	1	Closed	Yes	-265.2	-54.7	270.8	400	69	0.4	20.52
9220 Ro	9220 Ro	12D220	12D220	1	Closed	No	-14.3	-18.2	23.2	250	9.3	0.03	-12.04
10220 PF	10220 PF	2B15	2B15	1	Closed	Yes	-897.8	-194.3	918.6	1140	82.8	2.16	91.44
11220 Min	11220 Min	3C15	3C15	1	Closed	Yes	-747.2	-262.5	792	1500	54.6	1.74	67.97
11220 Min	11220 Min	17110 Min	17110 Min	1	Closed	Yes	71	9.6	71.7	200	35.8	0.06	4.14
12D220	12D220	11220 Min	11220 Min	1	Closed	No	-93.6	-22.3	96.2	250	38.5	1.1	-9.32
12D220	12D220	18D110	18D110	1	Closed	Yes	79.3	16.1	80.9	200	40.5	0.08	4.84
13220 A TM	13220 A TM	28110 TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
13220 A TM	13220 A TM	2910 TM	2910 TM	1	Closed	Yes	0.3	-30.3	30.3	60	55.1	0.08	2.75
13220 A TM	13220 A TM	15220 Resi	15220 Resi	2	Closed	No	-29.6	-2.4	29.7	250	12.4	0.08	-11.06
13220 A TM	13220 A TM	11220 Min	11220 Min	1	Closed	No	-69.6	-21.1	72.8	200	36.4	0.83	-16.96
14220 Arad	14220 Arad	27220 B TM	27220 B TM	1	Closed	No	-73.7	-38.7	83.3	250	33.3	0.42	-5.1
14220 Arad	14220 Arad	26220 Saca	26220 Saca	2	Closed	No	-54.2	-31.4	62.7	250	25.1	0.24	-6.19
14220 Arad	14220 Arad	11220 Min	11220 Min	1	Closed	No	-109.1	-32.8	113.9	200	57	1.92	-7.01
15220 Resi	15220 Resi	23110 Res	23110 Res	1	Closed	Yes	82.1	39.9	91.3	200	45.6	0.09	5.36
15220 Resi	15220 Resi	16I220	16I220	1	Closed	No	47.4	19.2	51.2	250	21	0.11	-3.69
15220 Resi	15220 Resi	10220 PF	10220 PF	2	Closed	No	-94.5	-20.9	96.8	250	38.7	1.35	-9.91
15220 Resi	15220 Resi	10220 PF	10220 PF	1	Closed	No	-94.5	-20.9	96.8	250	38.7	1.35	-9.91
16I220	16I220	22I110	22I110	1	Closed	Yes	47.3	22.9	52.6	200	26.3	0.03	2.96

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17 110 Min	20K110	1	Closed	No	39.2	1	39.2	50	78.3	0.52	0.19
17 110 Min	19J110	1	Closed	No	31.8	4.5	32.1	50	64.3	0.44	-0.53
18D110	20K110	1	Closed	No	-15.9	-3.5	16.3	50	32.5	0.14	-1.83
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-0.6	-5	5	50	10.1	0.01	-1.93
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-0.4	20	50	40	0.05	-0.44
22J110	21L110	1	Closed	No	12.3	11.9	17.1	50	34.7	0.05	-0.38
23110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.5	13.6	50	28.4	0.06	-1.36
23110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23	62.5	80	83.4	0.1	-9.98
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.1	-2.2	12.3	50	24.7	0.05	-1.4
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-54.5	-25.3	60	250	24	0.06	-2.72
26220 Saca	30110 Saca	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-29.7	-2.4	29.7	250	12.4	0.08	-11.06
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	-44.5	-31.2	54.4	300	18.1	0	0
27220 B TM	2910 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	2	Closed	No	0	0	0	80	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	1	Closed	No	0	0	0	80	0	0	0
30110 Saca	31110 B TM	2	Closed	No	0	0	0	80	0	0	0
30110 Saca	31110 B TM	1	Closed	No	0	0	0	80	0	0	0
31110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	0	0	0	80	0	0	0
31110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	0	0	0	80	0	0	0

A 5.6. Regim cu toate AT în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.26. Date și rezultate noduri.

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			648.89	186.74
2	B15	1	1.075	16.931	2.73			900	298.19
3	C15	1	1.07	16.906	-3.4			748.94	341.7
4	D10	1	1.05158	11.042	-8.02			25	17.78
5	E110	1	1.09	119.9	-10.93			20	0
7	400 Ro	1	1.04917	419.667	-4.29	350	120		
8	400 PF	1	1.04769	419.077	-5.25	530	140		
9	220 Ro	1	1.06131	233.488	-7.13	156	50		
10	220 PF	1	1.0988	241.735	-2.28	175	22		
11	220 Min	1	1.09466	240.826	-6.7	400	210		
12	D220	1	1.07039	235.486	-8.55				
13	220 A TM	1	1.05552	232.214	-12.07				
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.49	237	70	0	41.39
15	220 Resi	1	1.05799	232.758	-9.45				
16	I220	1	1.0506	231.132	-10.05				
17	110 Min	1	1.08977	119.875	-8.33				
18	D110	1	1.0631	116.941	-10.98	120	30		
19	J110	1	1.06847	117.531	-10.57	32	10		
20	K110	1	1.07547	118.301	-10.4	22	-4		
21	L110	1	1.08715	119.587	-11.41	20	12		
22	I110	1	1.09455	120.401	-11.27	35	8		
23	110 Res	1	1.09399	120.338	-11.55	12	5		
24	M110	1	1.09118	120.03	-11.64	58	33		
25	N110	1	1.08083	118.891	-12.17	24	10		
26	220 Saca	1	1.0504	231.088	-12.71				
27	220 B TM	1	1.05552	232.214	-12.07				
28	110 TM	1	1.07664	118.43	-13.41	10	3		
29	10 TM	1	1.0374	10.374	-12.24	0.2	0.1		
30	110 Saca	1	1.07498	118.248	-14.07	5	2		
31	110 B TM	1	1.06644	117.309	-14.47	45	15		
32	110 D TM	1	1.06268	116.894	-14.43	90	30		

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.27. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-647.9	-129	660.7	1200	56.3	0.95	57.7
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195	35.8	198.3	400	49.6	0.22	12.15
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-213.6	-58.3	221.4	400	56.5	0.27	14.53
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-102.8	-23.3	105.4	1000	10.6	0.17	-50.15
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-213.6	-58.3	221.4	400	56.5	0.27	14.53
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	38.8	-26.3	46.9	250	18.7	0.19	-11.13
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-206.1	921.2	1140	83.2	2.17	92.11
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-273.2	795.6	1500	54.9	1.76	68.52
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	62	10	62.8	200	31.4	0.04	3.59
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.5	-30	57.8	250	23.1	0.36	-13.69
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.6	0.09	5.52
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	49.9	11.9	51.3	200	25.7	0.03	2.93
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.5	29.5	60	53.6	0.08	2.68
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79	4.2	79.1	250	32.2	0.55	-7.67
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-95	-25.9	98.4	200	49.2	1.6	-12.02
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-66	-5.7	66.3	250	26.5	0.28	-5.87
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-35	1.3	35	250	14.4	0.08	-7.02
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-136	-24.3	138.1	200	70.4	2.89	-1.2
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.2	91.4	200	45.7	0.09	5.41
15220	Resi	161220		1	Closed	No	47.4	19.4	51.3	250	21	0.11	-3.58
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-144.3	-17.9	145.5	250	59.5	3.18	1.25
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-144.3	-17.9	145.5	250	59.5	3.18	1.25
161220		221110		1	Closed	Yes	47.3	23	52.6	200	26.3	0.03	2.95

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17110 Min	20K110	1	Closed	No	32.7	1.7	32.7	50	65.5	0.36	-0.32
17110 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18D110	20K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18.1	0.04	-2.16
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.1	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-0.4	20	50	40	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	12	17.2	50	34.8	0.05	-0.36
23110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.5	13.6	50	28.4	0.07	-1.32
23110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.74
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.1	-2.2	12.3	50	24.7	0.05	-1.36
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-86.4	-25.4	90.1	250	36	0.15	-2.01
26220 Saca	30I110 Saca	1	Closed	Yes	51.4	33.8	61.5	200	30.7	0.04	3.41
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-79	4.2	79.1	250	32.2	0.55	-7.67
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	-37.2	-15.9	40.5	300	13.5	0	0
27220 B TM	29I10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Closed	Yes	49.9	11.9	51.3	200	25.7	0.03	2.93
28110 TM	32110 D TM	2	Closed	No	44.9	7.5	45.5	80	56.9	0.45	-0.13
28110 TM	32110 D TM	1	Closed	No	44.9	7.5	45.5	80	56.9	0.45	-0.13
30110 Saca	31I110 B TM	2	Closed	No	23.2	14.2	27.2	80	34	0.08	-0.18
30110 Saca	31I110 B TM	1	Closed	No	23.2	14.2	27.2	80	34	0.08	-0.18
31110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	0.6	6.9	6.9	80	9.3	0.01	-0.54
31110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	0.6	6.9	6.9	80	9.3	0.01	-0.54

A 5.7. Regim cu AT1 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.28. Date și rezultate noduri.

Number	Name	Area Name	PU	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.88	187.67	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.69			900	300.92	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.44			748.94	344.17	0
4	D10	1	1.05142	11.04	-8.05			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-11.05			20	1.5	0
7	400 Ro	1	1.04907	419.627	-4.3	350	120			0
8	400 PF	1	1.04748	418.992	-5.28	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06119	233.462	-7.15	156	50			0
10	220 PF	1	1.0985	241.671	-2.32	175	22			0
11	220 Min	1	1.09445	240.779	-6.73	400	210			0
12	D220	1	1.07023	235.45	-8.58					0
13	220 A TM	1	1.05242	231.533	-12.18					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.47	237	70	0	44.07	0
15	220 Resi	1	1.05616	232.354	-9.53					0
16	I220	1	1.04903	230.786	-10.14					0
17	110 Min	1	1.08956	119.852	-8.36					0
18	D110	1	1.06293	116.922	-11.01	120	30			0
19	J110	1	1.06826	117.509	-10.61	32	10			0
20	K110	1	1.07527	118.279	-10.44	22	-4			0
21	L110	1	1.08646	119.511	-11.52	20	12			0
22	I110	1	1.09343	120.277	-11.36	35	8			0
23	110 Res	1	1.09223	120.145	-11.64	12	5			0
24	M110	1	1.08942	119.836	-11.73	58	33			0
25	N110	1	1.07959	118.755	-12.27	24	10			0
26	220 Saca	1	1.05245	231.538	-12.52					0
27	220 B TM	1	1.05242	231.533	-12.18					0
28	110 TM	1	1.04665	115.131	-16.41	10	3			0
29	10 TM	1	1.03435	10.344	-12.36	0.2	0.1			32.1
30	110 Saca	1	1.00903	110.993	-18.75	5	2			0
31	110 B TM	1	1.00969	111.066	-18.69	45	15			0
32	110 D TM	1	1.01799	111.979	-17.99	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.29. Date și rezultate laturi.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-649.9	-129.6	662.7	1200	56.4	0.96	58.03
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.3	35.9	198.6	400	49.6	0.22	12.18
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-212.8	-58.1	220.6	400	56.3	0.27	14.43
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-104.5	-23.8	107.1	1000	10.8	0.18	-50.08
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-212.8	-58.1	220.6	400	56.3	0.27	14.43
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	39.1	-26.3	47.1	250	18.8	0.19	-11.12
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-208.7	921.8	1140	83.2	2.18	92.27
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-275.5	796.4	1500	55	1.77	68.64
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.4	0.04	3.59
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.2	-29.9	57.6	250	23	0.36	-13.7
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09	5.53
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	153.2	67	167.2	200	83.6	0.32	14.79
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.3	29.3	60	53.3	0.08	2.66
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.8	2.3	79.8	250	32.4	0.56	-7.54
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-96.3	-28	100.3	200	50.2	1.66	-11.54
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-58.7	0.7	58.7	250	23.7	0.22	-6.19
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-43.4	-2.2	43.5	250	17.5	0.12	-6.8
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-134.9	-24.4	137	200	69.8	2.84	-1.47
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	39.8	91.2	200	45.6	0.09	5.4
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.5	18.3	50.9	250	20.9	0.11	-3.57
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-145.1	-19.2	146.4	250	59.9	3.23	1.59
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-145.1	-19.2	146.4	250	59.9	3.23	1.59
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.4	21.9	52.2	200	26.1	0.03	2.93

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17I110 Min	20K110	1	Closed	No	32.6	1.7	32.7	50	65.4	0.36	-0.32
17J110 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18D110	20K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18	0.04	-2.16
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-19.9	-1.9	20	50	40.1	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	11	16.5	50	33.4	0.05	-0.37
23I110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.1	13.4	50	27.9	0.06	-1.32
23I110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.7
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-2.6	12.4	50	24.9	0.05	-1.35
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-43.5	4.6	43.8	250	17.7	0.03	-2.84
26220 Saca	30110 Saca	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-79.8	2.3	79.8	250	32.4	0.56	-7.55
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	20.9	4.6	21.4	300	7.1	0	0
27220 B TM	2910 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28I110 TM	32110 D TM	2	Closed	No	71.4	24.6	75.5	80	94.4	1.31	1.66
28I110 TM	32110 D TM	1	Closed	No	71.4	24.6	75.5	80	94.4	1.31	1.66
30I110 Saca	31110 B TM	2	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0	-0.4
30I110 Saca	31110 B TM	1	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0	-0.4
31I110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.11	-0.14
31I110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.11	-0.14

A 5.8. Regim cu AT1 și AT2 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.30. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.58	187.43	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.69			900	300.18	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.42			748.94	343.49	0
4	D10	1	1.05146	11.04	-8.04			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-11.03			20	1.09	0
7	400 Ro	1	1.0491	419.638	-4.3	350	120			0
8	400 PF	1	1.04754	419.015	-5.28	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06122	233.469	-7.14	156	50			0
10	220 PF	1	1.09858	241.688	-2.32	175	22			0
11	220 Min	1	1.09451	240.792	-6.72	400	210			0
12	D220	1	1.07027	235.459	-8.57					0
13	220 A TM	1	1.05327	231.72	-12.17					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.46	237	70	0	40.3	0
15	220 Resi	1	1.05665	232.463	-9.52					0
16	I220	1	1.04945	230.879	-10.13					0
17	110 Min	1	1.08962	119.858	-8.35					0
18	D110	1	1.06297	116.927	-11	120	30			0
19	J110	1	1.06832	117.515	-10.6	32	10			0
20	K110	1	1.07532	118.285	-10.43	22	-4			0
21	L110	1	1.08665	119.531	-11.5	20	12			0
22	I110	1	1.09373	120.31	-11.35	35	8			0
23	110 Res	1	1.0927	120.197	-11.63	12	5			0
24	M110	1	1.08989	119.888	-11.72	58	33			0
25	N110	1	1.07992	118.791	-12.26	24	10			0
26	220 Saca	1	1.05307	231.676	-12.51					0
27	220 B TM	1	1.05327	231.719	-12.17					0
28	110 TM	1	1.06478	117.125	-14.24	10	3			0
29	10 TM	1	1.03519	10.352	-12.34	0.2	0.1			32.15
30	110 Saca	1	1.02789	113.068	-16.5	5	2			0
31	110 B TM	1	1.02854	113.139	-16.44	45	15			0
32	110 D TM	1	1.03668	114.035	-15.77	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.31. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-649.6	-129.5	662.4	1200	56.4	0.96
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.2	35.9	198.4	400	49.6	0.22
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-212.9	-58.2	220.7	400	56.3	0.27
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-104.3	-23.6	106.9	1000	10.8	0.18
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-212.9	-58.2	220.7	400	56.3	0.27
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	38.9	-26.3	47	250	18.8	0.19
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-208	921.6	1140	83.2	2.18
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-274.9	796.1	1500	54.9	1.76
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.4	0.04
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.3	-29.9	57.7	250	23.1	0.36
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	76.4	30.8	82.4	200	41.2	0.08
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.4	29.4	60	53.4	0.08
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.7	2.9	79.8	250	32.4	0.56
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-96.3	-27.3	100.1	200	50.1	1.65
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-58.8	-1.4	58.8	250	23.7	0.22
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-43.5	-3.8	43.6	250	17.5	0.12
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-134.8	-24.5	137	200	69.7	2.84
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	39.9	91.3	200	45.6	0.09
15220	Resi	161220		1	Closed	No	47.5	18.6	51	250	20.9	0.11
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-145.1	-18.8	146.3	250	59.9	3.22
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-145.1	-18.8	146.3	250	59.9	3.22
161220		221110		1	Closed	Yes	47.3	22.2	52.3	200	26.1	0.03

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17I10 Min	20K110	1	Closed	No	32.7	1.7	32.7	50	65.4	0.36
17I10 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37
18D110	20K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18	0.04
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-1.5	20	50	40.1	0.05
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	11.2	16.7	50	33.8	0.05
23I10 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.2	13.4	50	28	0.06
23I10 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-2.5	12.4	50	24.8	0.05
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-43.6	3	43.7	250	17.6	0.03
26220 Saca	30I10 Saca	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-79.7	2.9	79.8	250	32.4	0.56
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	-55.7	-28.9	62.7	300	20.9	0
27220 B TM	29I0 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0
27220 B TM	28I10 TM	1	Closed	Yes	76.4	30.8	82.4	200	41.2	0.08
28I10 TM	32I10 D TM	2	Closed	No	71.4	24.4	75.4	80	94.3	1.26
28I10 TM	32I10 D TM	1	Closed	No	71.4	24.4	75.4	80	94.3	1.26
30I10 Saca	31I10 B TM	2	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0
30I10 Saca	31I10 B TM	1	Closed	No	-2.5	-1	2.7	80	3.4	0
31I10 B TM	32I10 D TM	2	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.1
31I10 B TM	32I10 D TM	1	Closed	No	-25	-8.1	26.3	80	32.9	0.1

A 5.9. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.32. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			648.83	186.71	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.73			900	298.1	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.41			748.94	341.64	0
4	D10	1	1.05158	11.042	-8.02			25	17.78	0
5	E110	1	1.09008	119.908	-10.92			20	0	0
7	400 Ro	1	1.04917	419.668	-4.29	350	120			0
8	400 PF	1	1.0477	419.08	-5.25	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06131	233.489	-7.13	156	50			0
10	220 PF	1	1.09881	241.737	-2.28	175	22			0
11	220 Min	1	1.09467	240.827	-6.71	400	210			0
12	D220	1	1.0704	235.488	-8.56					0
13	220 A TM	1	1.05561	232.233	-12.06					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.53	237	70	0	42.04	0
15	220 Resi	1	1.05806	232.772	-9.44					0
16	I220	1	1.05067	231.147	-10.04					0
17	110 Min	1	1.08978	119.875	-8.34					0
18	D110	1	1.06311	116.942	-10.99	120	30			0
19	J110	1	1.06847	117.532	-10.58	32	10			0
20	K110	1	1.07547	118.302	-10.41	22	-4			0
21	L110	1	1.08723	119.595	-11.41	20	12			0
22	I110	1	1.09462	120.409	-11.26	35	8			0
23	110 Res	1	1.09406	120.346	-11.54	12	5			0
24	M110	1	1.09126	120.038	-11.64	58	33			0
25	N110	1	1.0809	118.899	-12.17	24	10			0
26	220 Saca	1	1.05008	231.017	-12.79					0
27	220 B TM	1	1.05561	232.233	-12.06					0
28	110 TM	1	1.07156	117.871	-14.37	10	3			0
29	10 TM	1	1.03749	10.375	-12.23	0.2	0.1			32.29
30	110 Saca	1	1.07383	118.122	-14.53	5	2			0
31	110 B TM	1	1.0643	117.073	-15.08	45	15			0
32	110 D TM	1	1.05935	116.528	-15.23	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.33. Date și rezultate laturi.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-647.9	-129	660.6	1200	56.3	0.95	57.69
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.1	35.8	198.4	400	49.6	0.22	12.17
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-213.7	-58.3	221.5	400	56.5	0.27	14.54
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-102.6	-23.3	105.2	1000	10.6	0.17	-50.16
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-213.7	-58.3	221.5	400	56.5	0.27	14.54
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	38.9	-26.3	47	250	18.8	0.19	-11.13
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-206	921.2	1140	83.2	2.17	92.11
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-273.1	795.5	1500	54.9	1.76	68.51
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.4	0.04	3.59
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.4	-30	57.8	250	23.1	0.36	-13.7
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09	5.52
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	85.7	22.4	88.6	200	44.3	0.09	5.36
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.5	29.5	60	53.7	0.08	2.68
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-78.9	4.2	79.1	250	32.1	0.55	-7.68
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-94.7	-25.9	98.1	200	49.1	1.58	-12.08
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-67.9	-5.5	68.2	250	27.3	0.29	-5.78
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-32.7	1.7	32.7	250	13.6	0.07	-7.08
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-136.4	-24.2	138.5	200	70.6	2.9	-1.1
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.2	91.4	200	45.7	0.09	5.41
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.4	19.4	51.3	250	21	0.11	-3.58
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-144.3	-17.9	145.4	250	59.5	3.17	1.23
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-144.3	-17.9	145.4	250	59.5	3.17	1.23
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.3	23	52.6	200	26.3	0.03	2.95

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17110 Min	20K110	1	Closed	No	32.7	1.7	32.7	50	65.4	0.36	-0.32
17110 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18D110	20K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18.1	0.04	-2.16
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-0.4	20	50	40	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	12	17.2	50	34.8	0.05	-0.36
23110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.5	13.6	50	28.4	0.07	-1.32
23110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.74
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.1	-2.2	12.3	50	24.7	0.05	-1.36
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-98.1	-26.6	101.7	250	40.7	0.19	-1.71
26220 Saca	30110 Saca	1	Closed	Yes	65.4	35.4	74.3	200	37.2	0.06	4.22
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-78.9	4.2	79	250	32.1	0.55	-7.68
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	10.7	-4	11.4	300	3.8	0	0
27220 B TM	2910 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	2	Closed	No	37.8	7	38.5	80	48.1	0.32	-0.37
28110 TM	32110 D TM	1	Closed	No	37.8	7	38.5	80	48.1	0.32	-0.37
30110 Saca	31110 B TM	2	Closed	No	30.2	14.6	33.5	80	41.9	0.13	-0.04
30110 Saca	31110 B TM	1	Closed	No	30.2	14.6	33.5	80	41.9	0.13	-0.04
31110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	7.5	7.1	10.4	80	13.4	0.02	-0.51
31110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	7.5	7.1	10.4	80	13.4	0.02	-0.51

A 5.10. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune cu două circuite 110 kV din Săcălaz scoase din funcție și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.34. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.62	187.64	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.69			900	300.91	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.43			748.94	344.16	0
4	D10	1	1.05142	11.04	-8.04			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-11.04			20	1.48	0
7	400 Ro	1	1.04907	419.628	-4.3	350	120			0
8	400 PF	1	1.04748	418.993	-5.28	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06119	233.462	-7.14	156	50			0
10	220 PF	1	1.09851	241.671	-2.31	175	22			0
11	220 Min	1	1.09445	240.78	-6.73	400	210			0
12	D220	1	1.07023	235.45	-8.58					0
13	220 A TM	1	1.05244	231.536	-12.17					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.48	237	70	0	45.2	0
15	220 Resi	1	1.05617	232.358	-9.52					0
16	I220	1	1.04904	230.789	-10.12					0
17	110 Min	1	1.08956	119.852	-8.36					0
18	D110	1	1.06293	116.922	-11.01	120	30			0
19	J110	1	1.06826	117.509	-10.6	32	10			0
20	K110	1	1.07527	118.279	-10.43	22	-4			0
21	L110	1	1.08647	119.511	-11.51	20	12			0
22	I110	1	1.09343	120.278	-11.35	35	8			0
23	110 Res	1	1.09224	120.147	-11.63	12	5			0
24	M110	1	1.08943	119.838	-11.72	58	33			0
25	N110	1	1.0796	118.756	-12.26	24	10			0
26	220 Saca	1	1.05199	231.437	-12.54					0
27	220 B TM	1	1.05244	231.536	-12.16					0
28	110 TM	1	1.04788	115.266	-16.25	10	3			0
29	10 TM	1	1.03437	10.344	-12.34	0.2	0.1			32.1
30	110 Saca	1	1.09202	120.122	-12.67	5	2			0
31	110 B TM	1	1.01271	111.398	-18.39	45	15			0
32	110 D TM	1	1.02026	112.228	-17.76	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.35. Date și rezultate laturi.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfr mr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-649.7	-129.6	662.5	1200	56.4	0.96	57.99
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.2	35.9	198.5	400	49.6	0.22	12.18
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-212.9	-58.1	220.7	400	56.3	0.27	14.45
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-104.2	-23.8	106.9	1000	10.8	0.18	-50.08
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-212.9	-58.1	220.7	400	56.3	0.27	14.45
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	39	-26.3	47	250	18.8	0.19	-11.12
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-208.6	921.7	1140	83.2	2.18	92.27
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-275.5	796.4	1500	54.9	1.76	68.64
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.4	0.04	3.59
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.3	-29.9	57.6	250	23.1	0.36	-13.7
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09	5.53
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	147.9	64.4	161.3	200	80.6	0.3	13.88
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.3	29.3	60	53.3	0.08	2.66
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.7	2.3	79.7	250	32.3	0.56	-7.55
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-96.2	-28	100.2	200	50.1	1.66	-11.57
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-59.4	0.8	59.4	250	24	0.23	-6.16
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-42.6	-1.3	42.6	250	17.2	0.12	-6.82
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-135	-24.3	137.1	200	69.9	2.85	-1.44
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	39.8	91.2	200	45.6	0.09	5.4
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.5	18.3	50.9	250	20.9	0.11	-3.57
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-145	-19.2	146.3	250	59.9	3.22	1.56
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-145	-19.2	146.3	250	59.9	3.22	1.56
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.4	21.9	52.2	200	26.1	0.03	2.93

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17	110 Min	20	K110	1	Closed	No	32.7	1.7	32.7	50	65.4	0.36	-0.32
17	110 Min	19	J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18	D110	20	K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18	0.04	-2.16
18	D110	4	D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19	J110	20	K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21	L110	5	E110	1	Closed	No	-19.9	-1.9	20	50	40.1	0.05	-0.42
22	I110	21	L110	1	Closed	No	12.3	11	16.5	50	33.4	0.05	-0.37
23	110 Res	25	N110	1	Closed	No	11.9	6.1	13.4	50	27.9	0.06	-1.32
23	110 Res	24	M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.7
25	N110	21	L110	1	Closed	No	-12.2	-2.6	12.4	50	24.9	0.05	-1.35
26	220 Saca	13	220 A TM	1	Closed	No	-47.7	1.8	47.7	250	19.2	0.04	-2.79
26	220 Saca	30	110 Saca	1	Closed	Yes	5	3.7	6.2	200	3.1	0	1.74
27	220 B TM	15	220 Resi	1	Closed	No	-79.7	2.3	79.7	250	32.3	0.56	-7.56
27	220 B TM	13	220 A TM	1	Closed	No	20	4.7	20.6	300	6.9	0	0
27	220 B TM	29	10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27	220 B TM	28	110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28	110 TM	32	110 D TM	2	Closed	No	68.8	23.7	72.8	80	91	1.21	1.46
28	110 TM	32	110 D TM	1	Closed	No	68.8	23.7	72.8	80	91	1.21	1.46
30	110 Saca	31	110 B TM	2	Open	No	0	0	0	80	0	0	0
30	110 Saca	31	110 B TM	1	Open	No	0	0	0	80	0	0	0
31	110 B TM	32	110 D TM	2	Closed	No	-22.5	-7.5	23.7	80	29.7	0.09	-0.22
31	110 B TM	32	110 D TM	1	Closed	No	-22.5	-7.5	23.7	80	29.7	0.09	-0.22

A 5.11. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune cu două circuite 110 kV din Timișoara scoase din funcție și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.36. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.44	187.01	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.71			900	298.62	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.53			748.94	342.18	0
4	D10	1	1.05158	11.042	-8.1			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-10.95			20	0.21	0
7	400 Ro	1	1.04914	419.658	-4.3	350	120			0
8	400 PF	1	1.04766	419.063	-5.27	530	140			0
9	220 Ro	1	1.0613	233.487	-7.16	156	50			0
10	220 PF	1	1.09875	241.725	-2.29	175	22			0
11	220 Min	1	1.09462	240.817	-6.82	400	210			0
12	D220	1	1.07037	235.482	-8.63					0
13	220 A TM	1	1.05505	232.111	-12.09					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.79	237	70	0	55.84	0
15	220 Resi	1	1.05772	232.698	-9.46					0
16	I220	1	1.05037	231.08	-10.06					0
17	110 Min	1	1.08972	119.869	-8.45					0
18	D110	1	1.0631	116.941	-11.07	120	30			0
19	J110	1	1.06843	117.527	-10.69	32	10			0
20	K110	1	1.07544	118.298	-10.51	22	-4			0
21	L110	1	1.08705	119.576	-11.43	20	12			0
22	I110	1	1.09439	120.382	-11.28	35	8			0
23	110 Res	1	1.09373	120.31	-11.56	12	5			0
24	M110	1	1.09092	120.001	-11.66	58	33			0
25	N110	1	1.08065	118.871	-12.19	24	10			0
26	220 Saca	1	1.04534	229.975	-13.3					0
27	220 B TM	1	1.05505	232.111	-12.09					0
28	110 TM	1	1.07999	118.799	-12.35	10	3			0
29	10 TM	1	1.03694	10.369	-12.26	0.2	0.1			32.26
30	110 Saca	1	1.05508	116.058	-17.17	5	2			0
31	110 B TM	1	1.03676	114.043	-18.54	45	15			0
32	110 D TM	1	1.02155	112.37	-19.76	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.37. Date și rezultate laturi.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfirm	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-649.5	-129.1	662.2	1200	56.4	0.96	57.94
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	196.4	35.8	199.6	400	49.9	0.22	12.29
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-213.6	-58.3	221.4	400	56.5	0.27	14.52
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-102.9	-23.4	105.5	1000	10.6	0.17	-50.14
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-213.6	-58.3	221.4	400	56.5	0.27	14.52
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	40.2	-26.5	48.1	250	19.3	0.2	-11.06
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-206.5	921.3	1140	83.2	2.17	92.14
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-273.6	795.7	1500	54.9	1.76	68.54
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.7	10	62.5	200	31.3	0.04	3.58
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-48.3	-30.2	56.9	250	22.8	0.35	-13.77
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.3	14.7	89.5	200	44.8	0.09	5.54
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	10	4.8	11.1	200	5.5	0	1.76
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.5	29.5	60	53.6	0.08	2.68
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.1	3.9	79.2	250	32.2	0.55	-7.66
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-93.2	-26.7	96.9	200	48.5	1.54	-12.32
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-78.2	-2.1	78.2	250	31.5	0.39	-5.2
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-19.7	11.3	22.7	250	10.8	0.04	-7.23
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-139.1	-23.3	141	200	72	3.01	-0.43
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.1	91.4	200	45.7	0.09	5.41
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.4	19.2	51.2	250	21	0.11	-3.58
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-144.4	-18.1	145.5	250	59.5	3.18	1.29
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-144.4	-18.1	145.5	250	59.5	3.18	1.29
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.3	22.8	52.5	200	26.3	0.03	2.95

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17I110 Min	20K110	1	Closed	No	32.5	1.7	32.6	50	65.1	0.36	-0.33
17J110 Min	19J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.5	50	59.1	0.37	-0.75
18D110	20K110	1	Closed	No	-6.9	-5.6	8.9	50	17.8	0.04	-2.17
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.6	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-0.6	20	50	40	0.05	-0.42
22H110	21L110	1	Closed	No	12.3	11.9	17.1	50	34.6	0.05	-0.36
23I110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.4	13.5	50	28.3	0.06	-1.32
23I110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.73
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-2.2	12.4	50	24.7	0.05	-1.36
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-162	-45.9	168.4	250	67.6	0.52	0.78
26220 Saca	30110 Saca	1	Closed	Yes	142.2	64.5	156.1	200	78.1	0.28	12.96
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-79.1	3.9	79.2	250	32.2	0.55	-7.66
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	0.5	-0.8	1	300	0.3	0	0
27220 B TM	2910 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	2	Open	No	0	0	0	80	0	0	0
28110 TM	32110 D TM	1	Open	No	0	0	0	80	0	0	0
30110 Saca	31110 B TM	2	Closed	No	68.5	24.8	72.8	80	91	0.62	1.61
30110 Saca	31110 B TM	1	Closed	No	68.5	24.8	72.8	80	91	0.62	1.61
31110 B TM	32110 D TM	2	Closed	No	45.3	15.6	48	80	60	0.34	0.65
31110 B TM	32110 D TM	1	Closed	No	45.3	15.6	48	80	60	0.34	0.65

A 5.12. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu două circuite 110 kV dintre Dumbrăvița și Bucovina scoase din funcție și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.38. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			649.03	186.98	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.73			900	298.99	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.41			748.94	342.44	0
4	D10	1	1.05153	11.041	-8.02			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-10.94			20	0.43	0
7	400 Ro	1	1.04914	419.656	-4.29	350	120			0
8	400 PF	1	1.04763	419.053	-5.26	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06127	233.48	-7.13	156	50			0
10	220 PF	1	1.09871	241.716	-2.28	175	22			0
11	220 Min	1	1.0946	240.812	-6.7	400	210			0
12	D220	1	1.07034	235.475	-8.56					0
13	220 A TM	1	1.0546	232.011	-12.07					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.5	237	70	0	41.66	0
15	220 Resi	1	1.05746	232.641	-9.45					0
16	I220	1	1.05014	231.031	-10.05					0
17	110 Min	1	1.08971	119.868	-8.33					0
18	D110	1	1.06305	116.935	-10.99	120	30			0
19	J110	1	1.0684	117.524	-10.58	32	10			0
20	K110	1	1.07541	118.295	-10.41	22	-4			0
21	L110	1	1.08695	119.565	-11.42	20	12			0
22	I110	1	1.09422	120.365	-11.27	35	8			0
23	110 Res	1	1.09347	120.282	-11.55	12	5			0
24	M110	1	1.09067	119.974	-11.65	58	33			0
25	N110	1	1.08047	118.852	-12.18	24	10			0
26	220 Saca	1	1.05124	231.273	-12.72					0
27	220 B TM	1	1.0546	232.011	-12.07					0
28	110 TM	1	1.06155	116.771	-14.82	10	3			0
29	10 TM	1	1.03649	10.365	-12.25	0.2	0.1			32.23
30	110 Saca	1	1.08304	119.134	-14.05	5	2			0
31	110 B TM	1	1.07739	118.513	-14.48	45	15			0
32	110 D TM	1	1.04367	114.803	-15.8	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.39. Date și rezultate laterali.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-648.1	-129.2	660.8	1200	56.3	0.95	57.73
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	195.1	35.9	198.3	400	49.6	0.22	12.16
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-213.6	-58.2	221.4	400	56.5	0.27	14.52
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-102.8	-23.5	105.5	1000	10.6	0.17	-50.14
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-213.6	-58.2	221.4	400	56.5	0.27	14.52
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	38.9	-26.3	46.9	250	18.8	0.19	-11.13
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-206.8	921.3	1140	83.2	2.17	92.16
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-273.9	795.8	1500	54.9	1.76	68.55
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.9	10	62.7	200	31.4	0.04	3.59
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-49.4	-29.9	57.8	250	23.1	0.36	-13.69
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.1	14.8	89.3	200	44.7	0.09	5.52
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	101.2	40.3	108.9	200	54.4	0.14	7.22
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.5	29.5	60	53.6	0.08	2.67
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.1	3.6	79.1	250	32.2	0.55	-7.65
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-95	-26.6	98.6	200	49.3	1.6	-11.95
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-65.8	-3.4	65.8	250	26.4	0.28	-5.88
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-35.3	-0.7	35.3	250	14.4	0.08	-7.03
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-136	-24.2	138.1	200	70.4	2.89	-1.19
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.1	91.4	200	45.7	0.09	5.41
15220	Resi	161220		1	Closed	No	47.4	19.1	51.1	250	21	0.11	-3.58
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-144.4	-18.4	145.5	250	59.5	3.18	1.3
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-144.4	-18.4	145.5	250	59.5	3.18	1.3
161220		221110		1	Closed	Yes	47.3	22.7	52.5	200	26.2	0.03	2.95

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17 110 Min	20 K110	1	Closed	No	32.7	1.7	32.7	50	65.4	0.36	-0.32
17 110 Min	19 J110	1	Closed	No	29.2	4.7	29.6	50	59.2	0.37	-0.74
18 D110	20 K110	1	Closed	No	-7.1	-5.6	9	50	18.1	0.04	-2.16
18 D110	4 D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19 J110	20 K110	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.5	50	11.1	0.01	-1.92
21 L110	5 E110	1	Closed	No	-20	-0.9	20	50	40	0.05	-0.42
22 I110	21 L110	1	Closed	No	12.3	11.7	17	50	34.4	0.05	-0.36
23 110 Res	25 N110	1	Closed	No	11.9	6.4	13.5	50	28.3	0.06	-1.32
23 110 Res	24 M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.73
25 N110	21 L110	1	Closed	No	-12.2	-2.3	12.4	50	24.7	0.05	-1.36
26 220 Saca	13 220 A TM	1	Closed	No	-85.5	-13.2	86.5	250	34.6	0.13	-2.09
26 220 Saca	30 110 Saca	1	Closed	Yes	50.2	19.5	53.8	200	26.9	0.03	3.03
27 220 B TM	15 220 Resi	1	Closed	No	-79	3.6	79.1	250	32.2	0.55	-7.65
27 220 B TM	13 220 A TM	1	Closed	No	13	-1.1	13.1	300	4.4	0	0
27 220 B TM	29 10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27 220 B TM	28 110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28 110 TM	32 110 D TM	2	Closed	No	45.5	15	47.9	80	59.9	0.51	0.03
28 110 TM	32 110 D TM	1	Closed	No	45.5	15	47.9	80	59.9	0.51	0.03
30 110 Saca	31 110 B TM	2	Closed	No	22.6	7.2	23.7	80	29.6	0.06	-0.26
30 110 Saca	31 110 B TM	1	Closed	No	22.6	7.2	23.7	80	29.6	0.06	-0.26
31 110 B TM	32 110 D TM	2	Open	No	0	0	0	80	0	0	0
31 110 B TM	32 110 D TM	1	Open	No	0	0	0	80	0	0	0

A 5.13. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu linia 220 kV Arad-Săcălaz scoasă din funcție și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.40. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			648.97	186.93	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.76			900	298.65	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.57			748.94	342.38	0
4	D10	1	1.05158	11.042	-8.13			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-10.85			20	0.2	0
7	400 Ro	1	1.04914	419.658	-4.29	350	120			0
8	400 PF	1	1.04766	419.064	-5.24	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06131	233.489	-7.16	156	50			0
10	220 PF	1	1.09875	241.724	-2.25	175	22			0
11	220 Min	1	1.09461	240.813	-6.87	400	210			0
12	D220	1	1.07037	235.481	-8.65					0
13	220 A TM	1	1.05498	232.095	-11.95					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-14.02	237	70	0	49.06	0
15	220 Resi	1	1.05774	232.702	-9.37					0
16	I220	1	1.05038	231.084	-9.97					0
17	110 Min	1	1.0897	119.867	-8.49					0
18	D110	1	1.06311	116.942	-11.09	120	30			0
19	J110	1	1.06841	117.525	-10.73	32	10			0
20	K110	1	1.07543	118.297	-10.55	22	-4			0
21	L110	1	1.08706	119.576	-11.33	20	12			0
22	I110	1	1.0944	120.384	-11.18	35	8			0
23	110 Res	1	1.09374	120.312	-11.47	12	5			0
24	M110	1	1.09094	120.003	-11.56	58	33			0
25	N110	1	1.08066	118.872	-12.09	24	10			0
26	220 Saca	1	1.0489	230.757	-12.45					0
27	220 B TM	1	1.05498	232.095	-11.95					0
28	110 TM	1	1.07058	117.764	-14.2	10	3			0
29	10 TM	1	1.03687	10.369	-12.13	0.2	0.1			32.25
30	110 Saca	1	1.07292	118.021	-14.25	5	2			0
31	110 B TM	1	1.06339	116.973	-14.84	45	15			0
32	110 D TM	1	1.05847	116.431	-15.03	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.41. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrm	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-648	-129.2	660.8	1200	56.3	0.95	57.72
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	197.1	35.8	200.3	400	50.1	0.22	12.36
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-214.6	-58.2	222.4	400	56.7	0.27	14.63
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-100.8	-23.6	103.5	1000	10.4	0.17	-50.21
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-214.6	-58.2	222.4	400	56.7	0.27	14.63
10220	Ro	12D220		1	Closed	No	40.8	-26.6	48.7	250	19.5	0.2	-11.03
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-206.5	921.3	1140	83.2	2.17	92.14
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-273.8	795.8	1500	54.9	1.76	68.55
11220	Min	17I10	Min	1	Closed	Yes	61.6	10	62.4	200	31.2	0.04	3.57
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-47.8	-30.2	56.5	250	22.6	0.34	-13.8
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.4	14.7	89.6	200	44.8	0.09	5.55
13220	A TM	28I10	TM	1	Closed	Yes	83.2	22.9	86.3	200	43.1	0.08	5.17
13220	A TM	29I10	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.5	29.5	60	53.6	0.08	2.68
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-78.1	3.5	78.2	250	31.8	0.54	-7.75
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-90.3	-27.5	94.4	200	47.2	1.46	-12.85
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-94.4	1.3	94.4	250	38.1	0.57	-4.13
14220	Arad	26220	Saca	2	Open	No	0	0	0	250	0	0	0
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-142.6	-22.3	144.3	200	73.7	3.16	0.45
15220	Resi	23I10	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.1	91.4	200	45.7	0.09	5.41
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.4	19.3	51.2	250	21	0.11	-3.58
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-143.4	-18.4	144.6	250	59.1	3.14	1.02
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-143.4	-18.4	144.6	250	59.1	3.14	1.02
10I220		22I110		1	Closed	Yes	47.3	22.8	52.6	200	26.3	0.03	2.95

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17 110 Min	20 K110	1 Closed No	32.4	1.7	32.5	50	65	0.36	-0.34
17 110 Min	19 J110	1 Closed No	29.1	4.7	29.5	50	59	0.37	-0.75
18 D110	20 K110	1 Closed No	-6.8	-5.6	8.8	50	17.7	0.04	-2.17
18 D110	4 D10	1 Closed Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19 J110	20 K110	1 Closed No	-3.2	-4.5	5.6	50	11.1	0.01	-1.92
21 L110	5 E110	1 Closed No	-20	-0.6	20	50	40	0.05	-0.42
22 I110	21 L110	1 Closed No	12.3	11.9	17.1	50	34.6	0.05	-0.36
23 110 Res	25 N110	1 Closed No	11.9	6.5	13.5	50	28.3	0.06	-1.32
23 110 Res	24 M110	1 Closed No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.73
25 N110	21 L110	1 Closed No	-12.2	-2.2	12.4	50	24.7	0.05	-1.36
26 220 Saca	13 220 A TM	1 Closed No	-67.9	-34.7	76.3	250	30.5	0.1	-2.32
26 220 Saca	30 110 Saca	1 Closed Yes	67.9	34.7	76.3	200	38.1	0.06	4.35
27 220 B TM	15 220 Resi	1 Closed No	-78.1	3.5	78.2	250	31.8	0.54	-7.75
27 220 B TM	13 220 A TM	1 Closed No	-16.9	1.9	17	300	5.7	0	0
27 220 B TM	29 10 TM	1 Open Yes	0	0	0	60	0	0	0
27 220 B TM	28 110 TM	1 Open Yes	0	0	0	200	0	0	0
28 110 TM	32 110 D TM	2 Closed No	36.5	7.4	37.3	80	46.6	0.3	-0.41
28 110 TM	32 110 D TM	1 Closed No	36.5	7.4	37.3	80	46.6	0.3	-0.41
30 110 Saca	31 110 B TM	2 Closed No	31.4	14.2	34.5	80	43.1	0.13	-0.01
30 110 Saca	31 110 B TM	1 Closed No	31.4	14.2	34.5	80	43.1	0.13	-0.01
31 110 B TM	32 110 D TM	2 Closed No	8.8	6.7	11	80	14.2	0.02	-0.5
31 110 B TM	32 110 D TM	1 Closed No	8.8	6.7	11	80	14.2	0.02	-0.5

A 5.14. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu linia 220 kV Timișoara-Reșița 1 scoasă din funcție și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.42. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			649.53	188.04	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.95			900	301.01	0
3	C15	1	1.07	16.906	-4.61			748.94	344.39	0
4	D10	1	1.05169	11.043	-8.8			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-10.38			20	1.18	0
7	400 Ro	1	1.04901	419.606	-4.29	350	120			0
8	400 PF	1	1.0475	418.999	-5.13	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06134	233.494	-7.35	156	50			0
10	220 PF	1	1.09849	241.669	-2.05	175	22			0
11	220 Min	1	1.09443	240.775	-7.91	400	210			0
12	D220	1	1.07029	235.464	-9.27					0
13	220 A TM	1	1.05331	231.728	-13.69					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-15.1	237	70	0	53.15	0
15	220 Resi	1	1.05654	232.439	-8.87					0
16	I220	1	1.04936	230.859	-9.48					0
17	110 Min	1	1.08941	119.835	-9.48					0
18	D110	1	1.06322	116.954	-11.76	120	30			0
19	J110	1	1.06823	117.505	-11.67	32	10			0
20	K110	1	1.07532	118.285	-11.44	22	-4			0
21	L110	1	1.08661	119.527	-10.85	20	12			0
22	I110	1	1.09366	120.303	-10.7	35	8			0
23	110 Res	1	1.09259	120.185	-10.98	12	5			0
24	M110	1	1.08979	119.877	-11.07	58	33			0
25	N110	1	1.07985	118.783	-11.61	24	10			0
26	220 Saca	1	1.04834	230.634	-14.41					0
27	220 B TM	1	1.05331	231.728	-13.69					0
28	110 TM	1	1.06931	117.625	-16.01	10	3			0
29	10 TM	1	1.03523	10.352	-13.87	0.2	0.1			32.15
30	110 Saca	1	1.07184	117.903	-16.16	5	2			0
31	110 B TM	1	1.06222	116.844	-16.72	45	15			0
32	110 D TM	1	1.05717	116.289	-16.87	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.43. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-648.6	-130.2	661.5	1200	56.4	0.96	57.85
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	209.5	35.6	212.5	400	53.1	0.25	13.64
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-220.5	-57.4	227.9	400	58.1	0.29	15.25
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-89	-25.2	92.4	1000	9.3	0.13	-50.57
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-220.5	-57.4	227.9	400	58.1	0.29	15.25
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	53.2	-28.1	60.2	250	24.1	0.32	-10.3
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-208.7	921.8	1140	83.2	2.18	92.27
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-275.7	796.4	1500	55	1.77	68.65
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	59.5	10.3	60.4	200	30.2	0.04	3.46
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-37.5	-32.1	49.4	250	19.8	0.24	-14.37
12D220		18D110		1	Closed	Yes	90.4	14.4	91.6	200	45.8	0.1	5.72
13220	A TM	28110	TM	1	Closed	Yes	85.5	22.1	88.3	200	44.1	0.09	5.34
13220	A TM	2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.4	29.4	60	53.4	0.08	2.67
13220	A TM	15220	Resi	2	Open	No	0	0	0	250	0	0	0
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-101.8	-25.7	105	200	52.5	1.83	-10.52
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-64.1	-0.5	64.1	250	25.8	0.26	-5.95
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-29.8	5.6	30.3	250	13	0.06	-7.11
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-143.1	-21.9	144.8	200	74	3.18	0.59
15220	Resi	23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	39.9	91.3	200	45.6	0.09	5.41
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.5	18.5	51	250	20.9	0.11	-3.57
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-137.7	-21	139.3	250	56.8	2.91	-0.31
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-137.7	-21	139.3	250	56.8	2.91	-0.31
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.3	22.1	52.3	200	26.1	0.03	2.94

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autoformatoarelor

17I110 Min	20K110	1	Closed	No	31	2	31	50	62	0.33	-0.44
17J110 Min	19J110	1	Closed	No	28.5	4.8	28.9	50	57.9	0.36	-0.79
18D110	20K110	1	Closed	No	-4.8	-6.1	7.8	50	15.6	0.03	-2.2
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.8	-4.4	5.8	50	11.7	0.01	-1.91
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-1.6	20	50	40.1	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	11.2	16.6	50	33.7	0.05	-0.37
23I110 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.2	13.4	50	28	0.06	-1.32
23I110 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.71
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.2	-2.5	12.4	50	24.8	0.05	-1.35
26220 Saca	13220 A TM	1	Closed	No	-95.5	-23	98.2	250	39.3	0.17	-1.78
26220 Saca	30I110 Saca	1	Closed	Yes	65.6	35.7	74.7	200	37.4	0.06	4.24
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-144	17.3	145	250	58.7	1.86	0.91
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	79.6	-11.8	80.5	300	26.8	0	0
27220 B TM	29I10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28I110 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28I110 TM	32I110 D TM	2	Closed	No	37.7	6.9	38.3	80	47.9	0.32	-0.37
28I110 TM	32I110 D TM	1	Closed	No	37.7	6.9	38.3	80	47.9	0.32	-0.37
30I110 Saca	31I110 B TM	2	Closed	No	30.3	14.7	33.7	80	42.1	0.13	-0.03
30I110 Saca	31I110 B TM	1	Closed	No	30.3	14.7	33.7	80	42.1	0.13	-0.03
31I110 B TM	32I110 D TM	2	Closed	No	7.7	7.3	10.5	80	13.6	0.02	-0.51
31I110 B TM	32I110 D TM	1	Closed	No	7.7	7.3	10.5	80	13.6	0.02	-0.51

A 5.15. Regim cu AT1 și AT3 în funcțiune, cu linia 220 kV Timișoara-Săcălaz scoasă din funcție și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.44. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			649.83	185.2	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.77			900	291.94	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.75			748.94	337.31	0
4	D10	1	1.05197	11.046	-8.24			25	17.78	0
5	E110	1	1.09462	120.408	-10.8			20	0	0
7	400 Ro	1	1.04936	419.744	-4.29	350	120			0
8	400 PF	1	1.04816	419.265	-5.23	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06161	233.554	-7.19	156	50			0
10	220 PF	1	1.09947	241.883	-2.24	175	22			0
11	220 Min	1	1.09504	240.908	-7.05	400	210			0
12	D220	1	1.07074	235.564	-8.76					0
13	220 A TM	1	1.06162	233.556	-11.89					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-14.54	237	70	0	61.34	0
15	220 Resi	1	1.06223	233.69	-9.32					0
16	I220	1	1.05488	232.074	-9.92					0
17	I10 Min	1	1.09011	119.912	-8.66					0
18	D110	1	1.06353	116.988	-11.2	120	30			0
19	J110	1	1.06884	117.572	-10.89	32	10			0
20	K110	1	1.07585	118.344	-10.7	22	-4			0
21	L110	1	1.09177	120.095	-11.27	20	12			0
22	I110	1	1.09912	120.904	-11.13	35	8			0
23	I10 Res	1	1.09858	120.844	-11.41	12	5			0
24	M110	1	1.09579	120.537	-11.5	58	33			0
25	N110	1	1.08549	119.404	-12.03	24	10			0
26	220 Saca	1	1.03763	228.278	-15.23					0
27	220 B TM	1	1.06162	233.556	-11.89					0
28	I10 TM	1	1.07339	118.073	-15	10	3			0
29	I0 TM	1	1.0434	10.434	-12.06	0.2	0.1			32.66
30	I10 Saca	1	1.06441	117.085	-16.19	5	2			0
31	I10 B TM	1	1.05772	116.349	-16.44	45	15			0
32	I10 D TM	1	1.05631	116.195	-16.2	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.45. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-648.9	-127.4	661.3	1200	56.3	0.95	57.78
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	199.1	35.6	202.3	400	50.6	0.23	12.56
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-215.2	-58.9	223.1	400	56.9	0.27	14.71
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-99.6	-22.1	102	1000	10.4	0.16	-50.29
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-215.2	-58.9	223.1	400	56.9	0.27	14.71
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	42.9	-27	50.7	250	20.3	0.22	-10.92
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-200.2	919.9	1140	83	2.16	91.77
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-269	794.1	1500	54.8	1.75	68.3
11220	Min	17110	Min	1	Closed	Yes	61.3	10.1	62.1	200	31	0.04	3.55
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-46.1	-30.7	55.3	250	22.1	0.32	-13.92
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.7	14.6	89.9	200	45	0.09	5.58
13220 A TM		28110	TM	1	Closed	Yes	116	31.7	120.3	200	60.1	0.16	8.4
13220 A TM		2910	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.8	29.9	60	54.3	0.08	2.71
13220 A TM		15220	Resi	2	Closed	No	-77.6	6.9	77.9	250	31.8	0.53	-7.92
13220 A TM		11220	Min	1	Closed	No	-85.9	-23.3	89	200	44.5	1.28	-14.04
14220 Arad		27220 B TM		1	Closed	No	-123.7	-9.3	124.1	250	50	0.98	-1.74
14220 Arad		26220 Saca		2	Closed	No	35.6	21.4	41.6	250	18.1	0.12	-6.68
14220 Arad		11220	Min	1	Closed	No	-148.9	-20.8	150.4	200	77	3.44	2.12
15220 Resi		23110	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.1	91.4	200	45.7	0.09	5.39
15220 Resi		16I220		1	Closed	No	47.4	19.3	51.2	250	21	0.11	-3.62
15220 Resi		10220	PF	2	Closed	No	-142.9	-14.9	143.6	250	58.7	3.08	0.59
15220 Resi		10220	PF	1	Closed	No	-142.9	-14.9	143.6	250	58.7	3.08	0.59
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.3	22.9	52.6	200	26.3	0.03	2.96

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

17I10 Min	20K110	1	Closed	No	32.2	1.8	32.2	50	64.5	0.35	-0.36
17J10 Min	19J110	1	Closed	No	29	4.7	29	50	58.8	0.37	-0.76
18D110	20K110	1	Closed	No	-6.5	-5.7	-6.5	50	17.3	0.03	-2.18
18D110	4D10	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	-24.9	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	Closed	No	-3.3	-4.5	-3.3	50	11.2	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	Closed	No	-20	-0.4	-20	50	40	0.05	-0.43
22I110	21L110	1	Closed	No	12.3	12	12.3	50	34.8	0.05	-0.37
23I10 Res	25N110	1	Closed	No	11.9	6.5	11.9	50	28.4	0.06	-1.34
23I10 Res	24M110	1	Closed	No	58.1	23.2	58.1	80	83.4	0.1	-9.82
25N110	21L110	1	Closed	No	-12.1	-2.2	-12.1	50	24.7	0.05	-1.37
26220 Saca	13220 A TM	1	Open	No	0	0	0	250	0	0	0
26220 Saca	30I10 Saca	1	Closed	Yes	35.5	28.1	35.5	200	22.6	0.02	2.61
27220 B TM	15220 Resi	1	Closed	No	-77.6	6.9	-77.6	250	31.8	0.53	-7.92
27220 B TM	13220 A TM	1	Closed	No	-47.1	-14.5	-47.1	300	16.4	0	0
27220 B TM	29I0 TM	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28I10 TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28I10 TM	32I10 D TM	2	Closed	No	52.9	10.2	52.9	80	67.4	0.63	0.25
28I10 TM	32I10 D TM	1	Closed	No	52.9	10.2	52.9	80	67.4	0.63	0.25
30I10 Saca	31I10 B TM	2	Closed	No	15.3	11.7	15.3	80	24.3	0.04	-0.31
30I10 Saca	31I10 B TM	1	Closed	No	15.3	11.7	15.3	80	24.3	0.04	-0.31
31I10 B TM	32I10 D TM	2	Closed	No	-7.3	4.6	-7.3	80	11.1	0.01	-0.52
31I10 B TM	32I10 D TM	1	Closed	No	-7.3	4.6	-7.3	80	11.1	0.01	-0.52

A 5.16. Regim cu AT3 în funcțiune și cu compensare pe 10 kV.

Tabelul A.46. Date și rezultate noduri

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Shunts Mvar
1	24 Ro	1	1.07	25.68	0			650.93	186.99	0
2	B15	1	1.075	16.931	2.71			900	298.4	0
3	C15	1	1.07	16.906	-3.55			748.94	341.98	0
4	D10	1	1.0516	11.042	-8.12			25	17.78	0
5	E110	1	1.09	119.9	-10.96			20	0.09	0
7	400 Ro	1	1.04915	419.66	-4.3	350	120			0
8	400 PF	1	1.04767	419.069	-5.27	530	140			0
9	220 Ro	1	1.06132	233.49	-7.17	156	50			0
10	220 PF	1	1.09877	241.73	-2.3	175	22			0
11	220 Min	1	1.09464	240.821	-6.85	400	210			0
12	D220	1	1.07039	235.486	-8.65					0
13	220 A TM	1	1.05531	232.168	-12.1					0
14	220 Arad	1	1.05	231	-13.84	237	70	0	56.28	0
15	220 Resi	1	1.05786	232.729	-9.48					0
16	I220	1	1.05049	231.107	-10.08					0
17	110 Min	1	1.08974	119.871	-8.47					0
18	D110	1	1.06312	116.944	-11.08	120	30			0
19	J110	1	1.06844	117.529	-10.71	32	10			0
20	K110	1	1.07546	118.3	-10.54	22	-4			0
21	L110	1	1.08711	119.582	-11.44	20	12			0
22	I110	1	1.09447	120.392	-11.3	35	8			0
23	110 Res	1	1.09386	120.325	-11.58	12	5			0
24	M110	1	1.09106	120.017	-11.67	58	33			0
25	N110	1	1.08074	118.882	-12.2	24	10			0
26	220 Saca	1	1.04493	229.885	-13.38					0
27	220 B TM	1	1.05531	232.168	-12.1					0
28	110 TM	1	1.01524	111.677	-20.53	10	3			0
29	10 TM	1	1.03719	10.372	-12.28	0.2	0.1			32.27
30	110 Saca	1	1.05285	115.813	-17.55	5	2			0
31	110 B TM	1	1.03342	113.677	-19.04	45	15			0
32	110 D TM	1	1.01699	111.868	-20.4	90	30			0

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor

Tabelul A.47. Date și rezultate lateri.

From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfrmr	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
7400	Ro	124	Ro	1	Closed	Yes	-650	-129	662.6	1200	56.4	0.96	58.01
7400	Ro	9220	Ro	1	Closed	Yes	196.7	35.8	199.9	400	50	0.22	12.32
8400	PF	10220	PF	2	Closed	Yes	-213.4	-58.3	221.3	400	56.4	0.27	14.51
8400	PF	7400	Ro	1	Closed	No	-103.1	-23.3	105.7	1000	10.7	0.17	-50.14
8400	PF	10220	PF	1	Closed	Yes	-213.4	-58.3	221.3	400	56.4	0.27	14.51
9220	Ro	12D220		1	Closed	No	40.4	-26.5	48.4	250	19.3	0.2	-11.05
10220	PF	2B15		1	Closed	Yes	-897.8	-206.3	921.2	1140	83.2	2.17	92.13
11220	Min	3C15		1	Closed	Yes	-747.2	-273.5	795.7	1500	54.9	1.76	68.53
11220	Min	17I110	Min	1	Closed	Yes	61.7	10	62.5	200	31.2	0.04	3.57
12D220		11220	Min	1	Closed	No	-48.1	-30.2	56.8	250	22.7	0.34	-13.78
12D220		18D110		1	Closed	Yes	88.3	14.7	89.6	200	44.8	0.09	5.54
13220	A TM	28I110	TM	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
13220	A TM	29I10	TM	1	Closed	Yes	0.3	-29.5	29.5	60	53.6	0.08	2.68
13220	A TM	15220	Resi	2	Closed	No	-79.2	4.1	79.3	250	32.2	0.55	-7.65
13220	A TM	11220	Min	1	Closed	No	-93.1	-26.5	96.8	200	48.4	1.54	-12.36
14220	Arad	27220	B TM	1	Closed	No	-79.6	-2.5	79.6	250	32	0.4	-5.12
14220	Arad	26220	Saca	2	Closed	No	-18	12	21.6	250	10.5	0.04	-7.24
14220	Arad	11220	Min	1	Closed	No	-139.5	-23.2	141.4	200	72.2	3.03	-0.34
15220	Resi	23I110	Res	1	Closed	Yes	82.1	40.2	91.4	200	45.7	0.09	5.41
15220	Resi	16I220		1	Closed	No	47.4	19.3	51.2	250	21	0.11	-3.58
15220	Resi	10220	PF	2	Closed	No	-144.5	-18	145.6	250	59.6	3.19	1.31
15220	Resi	10220	PF	1	Closed	No	-144.5	-18	145.6	250	59.6	3.19	1.31
16I220		22I110		1	Closed	Yes	47.3	22.9	52.6	200	26.3	0.03	2.95

Contribuții asupra alimentării serviciilor proprii din terțiarul autoformatoarelor

17I110 Min	20K110	1	1	Closed	No	32.5	1.7	32.5	50	65.1	0.36	-0.33
17J110 Min	19J110	1	1	Closed	No	29.1	4.7	29.5	50	59.1	0.37	-0.75
18D110	20K110	1	1	Closed	No	-6.9	-5.6	8.9	50	17.7	0.04	-2.17
18D110	4D10	1	1	Closed	Yes	-24.9	-15.2	29.2	60	51.1	0.09	2.59
19J110	20K110	1	1	Closed	No	-3.2	-4.5	5.6	50	11.1	0.01	-1.92
21L110	5E110	1	1	Closed	No	-20	-0.5	20	50	40	0.05	-0.42
22I110	21L110	1	1	Closed	No	12.3	11.9	17.1	50	34.7	0.05	-0.36
23I110 Res	25N110	1	1	Closed	No	11.9	6.5	13.6	50	28.4	0.07	-1.32
23I110 Res	24M110	1	1	Closed	No	58.1	23.3	62.6	80	83.4	0.1	-9.73
25N110	21L110	1	1	Closed	No	-12.2	-2.2	12.3	50	24.7	0.05	-1.36
26220 Saca	13220 A TM	1	1	Closed	No	-170.6	-49.2	177.6	250	71.4	0.57	1.22
26220 Saca	30I110 Saca	1	1	Closed	Yes	152.6	68.5	167.3	200	83.6	0.32	14.64
27220 B TM	15220 Resi	1	1	Closed	No	-79.2	4.1	79.3	250	32.2	0.55	-7.65
27220 B TM	13220 A TM	1	1	Closed	No	-0.8	-1.5	1.7	300	0.6	0	0
27220 B TM	29I10 TM	1	1	Open	Yes	0	0	0	60	0	0	0
27220 B TM	28I110 TM	1	1	Open	Yes	0	0	0	200	0	0	0
28I110 TM	32I110 D TM	2	2	Closed	No	-5	-1.5	5.2	80	6.5	0.01	-0.92
28I110 TM	32I110 D TM	1	1	Closed	No	-5	-1.5	5.2	80	6.5	0.01	-0.92
30I110 Saca	31I110 B TM	2	2	Closed	No	73.7	25.9	78.1	80	97.6	0.72	1.93
30I110 Saca	31I110 B TM	1	1	Closed	No	73.7	25.9	78.1	80	97.6	0.72	1.93
31I110 B TM	32I110 D TM	2	2	Closed	No	50.4	16.5	53.1	80	66.3	0.42	0.93
31I110 B TM	32I110 D TM	1	1	Closed	No	50.4	16.5	53.1	80	66.3	0.42	0.93

Bibliografie

- 1 xxx Decizia 67/2000. Cartea albă a reglementării pentru susținerea proceselor de liberalizare și privatizare din sectorul energiei electrice și termice.
- 2 xxx Directiva 96/92/EC a Parlamentului și a Consiliului Uniunii Europene privind reglementările comune pentru piața internă de electricitate.
- 3 xxx HG 122/2000 privind stabilirea gradului inițial de deschidere a pieței de energie electrică către concurență. În Monitorul Oficial –77 , PI ,21 februarie 2000.
- 4 xxx Decizia ANRE nr. 19 Codul comercial al pieței angro de energie electrică . În Monitorul Oficial nr. 350 , 23 iulie 1999.
- 5 xxx Decizie ANRE, Regulamentul de participare la piața angro de energie electrică.
- 6 xxx Decizie ANRE, Metodologia de stabilire a ordinii de merit fără restricții.
- 7 xxx Decizie ANRE, Algoritmul programului de calcul al ordinii de merit fără restricții.
- 8 L. Lupului, V. Ionescu, I. Conecini, Piața actuală de energie electrică din România , Energetica, anul 51, Nr. 3, martie 2003, pp137-140.
- 9 Preda, L., Heinrich, I., Buhuș, P., Ivas, P., Gheju, P., Stații și posturi de transformare, Editura Tehnică, București 1988.
- 10 Cristescu, D., Pantelimon, L., Darie, S., Centrale și rețele electrice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1982.
- 11 Albert, H., Florea, I., Iordănescu, I., Alimentarea cu energie a întreprinderilor industriale, Editura Tehnică, 1978.
- 12 Buhuș, P., Regimuri economice de funcționare în paralel a transformatoarelor cu trei înfășurări, Energetica, 1962, nr.8, pag. 319-321.
- 13 Heinrich, I., Partea electrică a centralelor și stațiilor electrice, Litografia Institutului Politehnic Traian Vuia, Timișoara, 1978.
- 14 Grigsby, L., L., Electric power engineering, Handbook, CRC PRESS, IEEE 1998, New York.
- 15 Buta, A., Ivașcu,C., Milea,L., Stabilirea regimurilor optime de funcționare ale stațiilor de transformare în condițiile în condițiile alimentării cu energie electrică, Contract de cercetare, IRE Timișoara, 1980.
- 16 Moga, M., Sisteme inteligente pentru conducerea rețelelor electrice de distribuție, Editura AGIR, București, 2000.

- 17 Moga, M., Buta, A., Ivașcu, C., Milea, L., Determinarea experimentală a caracteristicilor statice de putere funcție de tensiunea consumatorilor complexi, *Energetica*, vol 46, nr.2, februarie 1998, pag.56-61.
- 18 Ivașcu, C., Moga, M., Milea, L., Identificarea caracteristicilor statice de putere funcție de tensiune ale unor consumatori din sistemul electroenergetic, Sesiunea jubiliară, Institutul Politehnic Iași, 1986, vol 13, pag. 240-255.
- 19 Milea, L., Analiza regimului deformant în sistemul electrenergetic, teză de doctorat, Universitatea Politehnică din Timișoara, 1999.
- 20 Luștea, B., Prognoza consumului de energie, Editura AGIR, București, 2001.
- 21 Buta, A., Energetică generală și conversia energiei, Litografia Institutului Politehnic Traian Vuia, Timișoara, 1982.
- 22 Ionescu, T., E., Pop, O., Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice, Editura Tehnică, București, 1998.
- 23 Albert, H., Vatră, F., Poida, A., Gestiunea energiei electrice în FDEE, Concept-sistemic informatic, SNRE 98, Pitești, vol I, pag. 240-248.
- 24 Stoian, A., Buta, A., Colban, S., Prognoza curbei săptămânale a puterilor medii zilnice folosind descompunerea spectrală, Simpozionul internațional de Eficiență Energetică, Cluj-Napoca, octombrie 2002.
- 25 Albert, H., Mihăilescu, A., Pierderi de putere și energie în rețelele electrice, Editura Tehnică, București, 1997.
- 26 Militaru, P., Propuneri privind o nouă metodică de calcul a pierderilor de energie în rețelele electrice la sarcini variabile, teză de doctorat, Institutul Politehnic București, 1978.
- 27 Mesea, N., Bazaciu, G., Dumbravă, V., Calculul pierderilor de energie pe baza curbelor de sarcină relative, SNRE 98, vol I, pag. 249-255.
- 28 Preda, L., Heinrich, I., Buhuș, P., Ivas, D., Gheju, P., Stații și posturi electrice de transformare, Editura Tehnică, București, 1988.
- 29 Buta, A., Pană, A., Transportul și distribuția energiei electrice, Îndrumător de proiectare, Litografia Universității Politehnica din Timișoara, 1997.
- 30 Crișan, O., Sisteme electroenergetice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1979.
- 31 Buta, A., Dușa, V., Gheju, P., Pană, A., Alimentarea serviciilor proprii din stațiile RET din terțiarul AT, Contract de cercetare, Universitatea Politehnică Timișoara, 2002.
- 32 Heinrich, I., Partea electrică a centralelor și stațiile electrice, Institutul Politehnic Timișoara, 1977.

- 33 Chiosa, N, Buta, A, Dușa, V, Pană, A, Gheju, P, Titihăzan, V, Trecerea alimentării serviciilor proprii ale stațiilor RET la terțiarul AT în condițiile liberalizării pieței de energie electrică în România, *Energetica*, anul 52, nr 4/2004, pag. 178-184.
- 34 ***, PE 134-95, Normativ privind metodologia și calculul curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiune peste 1-kV, RENEL – București, 1996.
- 35 William, S, A, Regimuri tranzitori ale sistemelor electrice, traducere din limba rusă, Editura Tehnică, București, 1967.
- 36 Eremia, M, Crișciu, H, Ungureanu, B, Bulac, C, Analiză asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, București, 1985.
- 37 Albert, H., Huchert, S., Calculul curenților de scurtcircuit, *ENERG* 8/1989, Editura Tehnică, București, 1989.
- 38 Clarke, E, Analiza circuitelor sistemelor electroenergetice, traducere din limba engleză, Editura Tehnică, București, 1963.
- 39 Hore, A, R, Metode moderne de calcul și proiectare a sistemelor electrice, Editura Tehnică, București, 1970;
- 40 Bercovici, M, Arie, A, A, Poată, A, Rețele Electrice. Calculul Electric, Editura Tehnică, București, 1974.
- 41 Nemeș, M, Sisteme electrice, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara.
- 42 Dordea, T, Mașini electrice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1977.
- 43 ***, PE 124/85, Normativ privind alimentarea cu energie electrică a consumatorilor industriali și similari.
- 44 Moldoveanu, C, Radu, C, Grigoriu, V, Roșca, V, Soluție pentru evitarea defectării înfășurării terțiare a autotransformatoarelor de 200/200/60 MVA, 231/121/10,5 kV la scurtcircuite monofazate în rețelele de 110 și 220 kV, *ENEGETICA* 24, nr. 44/1996, pp 172 – 177.
- 45 Gheju, P, Dușa, V, Stații și posturi de transformare, Curs pentru subingineri, Litografia Institutului Politehnic Timișoara, 1978.
- 46 Iacobescu, Gh., și alții, Rețele Electrice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1981.
- 47 Venikov, V, Transient processes in electrical power systems, Mir Publishers, Moscow, 1977.
- 48 Potolea, E, Calculul regimurilor de funcționare ale sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, București, 1977.
- 49 Dugan, R., C. et al., Electrical Power systems quality, second edition, McGraw-Hill, New York, 2002.
- 50 Kersting, W., H-Distribution system modeling and analysis CRC Press, Boca Roton, 2002.

- 51 IEEE Standard requirements, terminology and test cod for step-voltage and induction voltage regulators, ANSI/IEEE C57.15-1986, IEEE, New York,1988.
- 52 Iordache, M., Conecini, I., Calitatea energiei electrice, Editura Tehnică, București, 1999.
- 53 Buta,A., Pană, A., Milea, L., Calitatea energiei electrice, Editura AGIR, București,2001.
- 54 Țăranu, V., Contribuții la studiul calității energiei electrice, teză de doctorat, Universitatea Tehnică “Gheorghe Asachi”, Iași, 1994.
- 55 Golovanov, Carmen și alții, , Probleme moderne de măsurare în electroenergetică, Editura Tehnică, București, 2000.
- 56 Maier, V., Maier, C., D , LabVIEW în Calitatea energiei electrice, Editura Albastră, Cluj-Napoca, 2002.
- 57 Gheorghe, ST. Și alții , Monitorizarea calității energiei electrice, Editura Macarie, Târgoviște, 2001;
- 58 Buta, A., Milea, L., Pană, A. , Impedanța armonică a rețelelor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, București, 2000.
- 59 Buta, A., Pană, A. , Simetrizarea sarcinii rețelelor electrice de distribuție, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2000.
- 60 Conecini, I., Îmbunătățirea calității energiei electrice, Editura AGIR, București, 1999.
- 61 Ionescu, T-G, Pop, O. , Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice, Editura Tehnică, Bucuraști, 1998.
- 62 Mihăileanu , C., Potlog, D.,M., Goluri de tensiune în sisteme electroenergetice, Editura Tehnică, București, 1979.
- 63 Chindriș,M. Sudria, I., Andreu, A., Poluarea armonică a rețelelor electrice industriale, Editura MEDIAMIRA, Cluj-Napoca,1999.
- 64 Arrilaga, J., Bradley, D.,A., Bodger, P.;S., Power system harmonics, John Wiley & Sons, Chichester,1985.
- 65 Arie, A., Neguș, C., Golovanov, Carmen, Golovanov, N., Poluarea cu armonici a sistemelor electroenergetice funcționând în regim permanent simetric, Editura Academiei Române, București, 1994.
- 66 Ivan, M., Crăciun, M., Elefterescu. L., Bancă de date privind calitatea energiei electrice, revista Energetica, vol 45, 1997, Nr. 10,pp470+476.
- 67 Ivan, M., Munteanu, Fl., Nemeș, C., Energia electrică-marfă sau serviciu? Criterii sistemice de apreciere a calității energiei electrice, Târgoviște CEE,1999, Sesiunea 2, pp 100-104.

- 68 Bergeal, A., Bonnard, G., Moller, G., Les disequilibres de tension, RGE, Nr.10, octombrie 1985, pp721-726.
- 69 Meynaud, P., Qualite de la tension dans les reseaux electrique, Creux de tension, flicker et harmoniques, D4260, Techniques de l'Ingenieur, traite genic electrique, EDF, Paris, 1992.
- 70 Vasiliu, Z., M., Contribuții privind metode și sisteme de evaluare a gradului de poluare armonică a rețelelor electrice, Teză de doctorat, Galați, 1996.
- 71 Robert, A., Deflandre, T., Group de Travail CC02- Guide pour l'évaluation de l'impedance harmonique du reseau, ELECTRA, Nr.167, 1996, pp96-135.
- 72 Dugan, R., C., și alții, Cercetări privind compatibilitatea electromagnetică a elementelor sistemelor electroenergetice, Raport de cercetare MI-CNCSU, București, 1995;
- 73 Dordea, T., Mașini Electrice, Editura Didactică și Pedagogică, București, 1977.
- 74 Heinrich, I., Partea electrică a centralelor și stațiilor electrice, Litografia Institutului Politehnic Timișoara, 1997.
- 75 Dușa, V., Vaida, V., Comanda și controlul rețelelor electrice, Editura Tehnică, București, 2001.
- 76 FELBER ENGINEERING, Strategii în proiectarea autotransformatoarelor de mare putere, Felber Engineering, ABB component AB, Seminar Universitatea Politehnică București, aprilie 2002.
- 77 Electroputere Craiova, Caiet de sarcini 40715 AT, tip ATUS-FS, 200/200/60 MVA, ICP Electroputere Craiova.
- 78 CENELEC- European Standard EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, Brussels, 1999.
- 79 ISPE, PE 143/2001, Normativ privind limitarea regimului deformant și nesimetric în rețelele electrice, ISPE, București, 2001.
- 80 TRANSELECTRICA, Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, ANRE, București, august, 2004.
- 81 CENELEC, Harmonization Document HD 637S1, Power installations exceeding 1 kV ac, Brussels, 1999.
- 82 CEI, Norme internaționale, CEI 61000-4-27, Compatibilitate electromagnetique, Partie 4-27: Essai d'immunité aux disequilibres, Geneva, 2000.
- 83 IEC-61000-4-7 Ed.2: Electromagnetic compatibility- Part 4-7: testing and measurement techniques, General guide an harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, Paris, 2002.

- 84 **Chiosa, N., Buta, A., Dușa, V., Pană, A., Gheju, P., Titihăzan, V.,** Trecerea alimentării serviciilor proprii ale stațiilor RET la terțiarul AT în condițiile liberalizării pieței de energie electrică în România, *Energetica*, anul 52, nr 4/2004, pag. 178-184.
- 85 Buta, A., Pană, A., **Chiosa, N., Ardelean, I., Neșin V.,** Reconsiderarea alimentării serviciilor proprii ale stațiilor electrice de transport, o problemă de optimizare, SIG 2003, Oradea 24-26 septembrie 2004, pp 155-162.
- 86 **Chiosa, N., Ardelean, I., Neșin V., Buta, A., Pană, A., Dușa, V., Gheju, P., Titihăzan, V.,** Asigurarea calității energiei electrice livrate serviciilor proprii ale stațiilor rețelelor de transport din terțiarul autotransformatoarelor, SIG 2003, Oradea 24-26 septembrie 2004, pp 163-167.
- 87 Analizor pentru calitatea energiei electrice, Topas 1000, Versiunea 3.3, Instrucțiuni de utilizare, LEM NORMA GmbH, Austria.
- 88 Badea, I., Broșteanu, Gh., Chenzbraun, I., Columbeanu, P., Protecția prin rele și automatizarea sistemelor electrice, Editura Tehnică, București, 1973.
- 89 Ivașcu, C., E., Automatizarea și protecția sistemelor electroenergetice, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 1999.
- 90 Johns, A., T., Salman, S., K., Digital protection for power systems, Peter Peregrinus Ltd, London, United Kingdom, 1995.
- 91 Ivașcu, C., E., Bucătariu, I., Automatizarea și protecția sistemelor electroenergetice, Editura Politehnică, Timișoara, 2002.
- 92 Andea, P., Deleşega, I., Sisteme de protecție și echipamente inteligente, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2003.
- 93 Moga, M., Conducerea proceselor din energetică cu calculatoare de proces, Editura Mirton, Timișoara, 1999.
- 94 Vasilievici, A., Bălașiu, F., Gal, S., Făgărășan, T., Implementarea echipamentelor digitale de protecție și comandă pentru rețele electrice, Editura Tehnică, București, 2000.
- 95 Chiuță, I., N., Chiuță, A., I., Sisteme de achiziție și transmiterea datelor, Editura ICPE, București, 1999.
- 96 PE 504/96 , Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice, Centru de informare și documentare pentru energetică- CIDE, București, 1997.
- 97 7SA 522 , Manual de utilizare, Siemens.
- 98 7UT 513 , Manual de utilizare, Siemens.
- 99 7SJ 512 , Manual de utilizare, Siemens.
- 100 P 633 , Manual de utilizare, Alstom.

- 101 Mihoc, M., **Chiosa, N.**, Iuhasz, I., Sisteme de urmărire și înregistrare a mărimilor electrice din stațiile de 220/110 kV din gestiunea ST Timișoara, Simpozionul Național de Informatică și telecomunicații în Energetică, Sibiu 10-12 noiembrie 2004, pp 342-349.
- 102 Mihoc, M., **Chiosa, N.**, Bîlc, A., Dobocan, C., Sistem modern de telegestiune implementat în C.N. Transelectrica S. A.- ST Timișoara, ENEGETICA 52, nr. 11/2004, pp 509 – 513.
- 103 Nemeș, M., Restructurarea sistemelor electroenergetice, Editura AGIR, București, 2001.
- 104 Nemeș, M., Sisteme electrice de putere, Editura Politehnică, Timișoara, 1998.
- 105 Adibi, M., et al. , Power Systems Restoration: The Task Force Report, IEEE Transactions on PAS, PW RS-2, No.4, pp 271-277, 1987.
- 106 Sistemul TEST 32, Power Word simulator version 8.0, Urbana ILINOIS licență pentru universități University of Illinois 2002.
- 107 Nery, E., A new constitution of power planning in a contestable market, CIGRE, Raport 37/38/39, Paris, 2000.
- 108 PE 111-8/88 , Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare, servicii proprii de curent alternativ, ISPE, București, 1988.

Lucrarea de față este legată de asigurarea creșterii eficienței procesului pe care îl parcurge energia electrică în faza de transport și repartiție a energiei electrice. Această eficientizare este reclamată de necesitatea reducerii costurilor în contextul formării și dezvoltării pieței de energie și a asigurării dirijate a unor fluxuri de energie electrică în cadrul sistemului. Sub acest aspect trebuie avut în vedere și consumul de energie al serviciilor proprii din stațiile rețelelor de transport.

În majoritatea stațiilor SEN, serviciile proprii au alimentarea de bază dintr-o stație de ÎT/MT sau o linie de MT, ambele aparținând societății S.C. ELECTRICA S.A.. Deci energia electrică este transportată, repartizată și distribuită, iar apoi în etapa de distribuție o cantitate din aceasta este prelevată și transmisă etapei de transport sub formă de consum de servicii proprii. Această recirculare a fluxului de energie electrică produce pierderi directe și indirecte datorită diferenței de preț între energia achiziționată de la societatea ELECTRICA și aceea procurată din rețelele proprii ale TRANSELECTRICA. Pentru eliminarea circuitului mai sus menționat și asigurarea eficientizării procesului de alimentare a serviciilor proprii se propune trecerea de la soluția clasică la alimentarea din terțiarul autotransformatoarelor, soluție existentă încă în faza de concepție și execuție a multor rețele aferente țărilor comunitare. Această trecere trebuie efectuată cu asigurarea fiabilității schemei de alimentare, reducerea riscului de avarie în stație și transmiterea lui în SEN, asigurarea calității energiei electrice livrate consumatorilor de servicii proprii. Evidențierea și soluționarea acestor probleme în cazul concret al stațiilor Timișoara și respectiv Arad, constituie esența acestei lucrări, iar funcționarea efectivă a stației Timișoara cu alimentarea serviciilor proprii din terțiarul autotransformatoarelor de 220/110/10.5 kV este dovada elocventă a faptului că aceste probleme au fost soluționate corect.

This paper is dedicated to improve the efficiency during the process of electricity transport and distribution. This efficiency is imposed by the necessity of price reducing in the context of an emerging energy market and energy fluxes controlling inside the power system. The own electrical consumption of power stations should be considered too.

Almost all power transport stations have their own power supply from a low voltage/medium voltage station, or from a medium voltage line, belonging to S.C. ELECTRICA S.A. So, the electricity is transported, distributed, and, during distribution process, a small quantity is taken and re-transmitted to the transport phase as own consumption. This energy cycle makes direct and indirect losses due to price differences between the electricity bought from the ELECTRICA Company and the electricity received from TRANSELECTRICA's own lines. In order to eliminate this circuit and to insure a better power supply for the own services, a return it is recommended to the classical solution of taking energy from the third winding of self-transformers, solution applied in many EU countries. This change must be realized carefully, with liability insurance, fault risk elimination both in station and in the whole power system and by maintaining the quality of electricity delivered to the own services. This paper presents some aspects and solutions in the case of Timișoara and Arad power stations. The effective service of Timișoara's station, having its own services supplied from the 220/110/10.5 kV, is the perfect evidence of the right solutions applied to those problems.