

# **SOLUȚII NECONVENȚIONALE INTEGRATE PENTRU REȚELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE DESTINATE ALIMENTĂRII CONSUMATORILOR MICI ȘI DISPERSAȚI**

Teză destinată obținerii  
titlului științific de doctor inginer  
la  
Universitatea "Politehnica" din Timișoara  
în domeniul Energetică  
de către

**Ing. Florin MÂRZA**

Conducător științific: Prof.univ.dr.ing. Petru ANDEA

Referenți științifici: Prof.univ.dr.ing. Cornel TOADER  
Prof.univ.dr.ing. Ion MIRCEA  
Conf.univ.dr.ing. Adrian PANĂ

Data susținerii tezei: 18.XII.2009

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- |                        |   |
|------------------------|---|
| 1. Automatică          | 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații |
| 2. Chimie              | 8. Inginerie Industrială                    |
| 3. Energetică          | 9. Inginerie Mecanică                       |
| 4. Ingineria Chimică   | 10. Știința Calculatoarelor                 |
| 5. Inginerie Civilă    | 11. Știința și Ingineria Materialelor       |
| 6. Inginerie Electrică |   |

Universitatea „Politehnica” din Timișoara a inițiat seriile de mai sus în scopul diseminării expertizei, cunoștințelor și rezultatelor cercetărilor întreprinse în cadrul școlii doctorale a universității. Seriile conțin, potrivit H.B.Ex.S Nr. 14 / 14.07.2006, tezele de doctorat susținute în universitate începând cu 1 octombrie 2006.

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2009

Această publicație este supusă prevederilor legii dreptului de autor. Multiplicarea acestei publicații, în mod integral sau în parte, traducerea, tipărirea, reutilizarea ilustrațiilor, expunerea, radiodifuzarea, reproducerea pe microfilme sau în orice altă formă este permisă numai cu respectarea prevederilor Legii române a dreptului de autor în vigoare și permisiunea pentru utilizare obținută în scris din partea Universității „Politehnica” din Timișoara. Toate încălcările acestor drepturi vor fi penalizate potrivit Legii române a drepturilor de autor.

România, 300159 Timișoara, Bd. Republicii 9,  
tel. 0256 403823, fax. 0256 403221  
e-mail: editura@edipol.upt.ro

# PREFAȚĂ

Teza de doctorat cumulează rezultatele studiilor și cercetărilor științifice desfășurate de subsemnatul în ultimii ani, atât în cadrul colectivului de specialiști de la Enel Distribuție Banat, UTR Deva respectiv AISEE Deva, cât și sub îndrumarea permanentă, competentă și riguroasă a unor cadre didactice de la Catedra de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică din Timișoara.

Doresc să îmi exprim de la bun început călduroasele mulțumiri domnului prof.dr.ing. Petru Andea, conducătorul meu științific, pentru sprijinul oferit în momentele dificile de pe parcursul activității desfășurate și mai ales pentru îndrumarea continuă, atentă și plină de rigoare pe care mi-a acordat-o în perioada elaborării acestei lucrări.

Acum, la finalul acestei importante etape din activitatea mea profesională, aduc un omagiu plin de recunoștință regretatului prof.dr.ing. Adrian Buta, sub conducerea căruia am parcurs prima etapă de pregătire, etapă în care s-au cristalizat multe dintre ideile materializate în această lucrare. Deși s-a desfășurat pentru o prea scurtă perioadă, colaborarea cu profesorul Adrian Buta, personalitate de referință a electroenergeticii românești, a lăsat urme adânci în memoria mea, prin profesionalismul, dedicația și disponibilitatea permanentă.

Adresez de asemenea mulțumiri pentru ajutorul direct acordat, pentru observațiile și sfaturile primite la structurarea materialului și rezolvarea aplicațiilor numerice, domnilor prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, conf.dr.ing. Adrian Pană, conf.dr.ing. Gheorghe Vuc și dr.ing. Alexandru Băloi de la Catedra de Electroenergetică.

În mod deosebit doresc să adresez mulțumiri pentru asigurarea condițiilor logistice și organizatorice necesare elaborării, finalizării și susținerii tezei, prof.dr.ing. Petru Andea, de astă dată în calitate de Decan al Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, fostului Decan al Facultății, prof.dr.ing. Dumitru Toader, șefului Catedrei de Electroenergetică, prof.dr.ing. Flavius Dan Șurianu, tuturor cadrelor didactice de la Catedra de Electroenergetică.

Îmi exprim totodată gratitudinea față de toți foștii mei profesori din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara, care cu ani în urmă, au consumat din energia, răbdarea, dedicația lor pentru formarea și dezvoltarea mea profesională și care iată, acum m-au susținut și mi-au oferit un ajutor de neprețuit la finalizarea tezei.

Gândurile mele se îndreaptă cu recunoștință, spre membrii echipei cu care am lucrat la Deva, foștii mei colegi de la SDFEE și AISEE, un colectiv de specialiști recunoscut la nivel național, din a căror inteligență și profesionalism s-au născut nenumărate idei originale ce se regăsesc în instalații, pe care le-au făcut mai eficiente, mai performante: ing. Galea Mircea, sing.pr. Ilie Lixandru, ing. Cazan Cornel, ing. Bujor Oprean, ing. Pliuță Corneliu, ing. Liviu Băiceanu, ing. Corin Popa, ing. Baci Ioan, th. Coli Ioan Dănuț.

Aduc mulțumiri în mod special, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, prof.dr.ing. Cornel Toader (Universitatea Politehnică București), prof.dr.ing. Ion Mircea (Universitatea din Craiova) și conf.dr.ing. Adrian Pană (Universitatea „Politehnica” din Timișoara), pentru răbdarea cu care au analizat teza de doctorat, pentru criticile constructive și aprecierile formulate, pentru indicațiile și sfaturile primite.

Și nu în ultimul rând, doresc să adresez din suflet mulțumiri familiei mele, de al cărui sprijin moral și căldură am beneficiat din plin în toată această perioadă.

Timișoara, decembrie 2009

*Florin Mârza*

Mârza, Florin

**Soluții neconvenționale integrate pentru rețele electrice de distribuție destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați**

Teze de doctorat ale UPT, Seria 3, Nr. 9, Editura Politehnica, 2009, 410 pagini, 103 figuri, 23 tabele.

ISSN: 2066-5156

ISBN: 978-606-554-039-2

Cuvinte cheie: rețele electrice de distribuție, consumatori mici și dispersați, rețele monofazate, transformatoare monofazate, rețele cu tensiunea nominală de 1 kV, protecția rețelelor de joasă tensiune.

**Rezumat:**

Tematica tezei de doctorat se încadrează în preocupările mereu actuale ale specialiștilor electroenergeticieni, pentru optimizarea regimurilor de funcționare ale rețelelor electrice de distribuție, în contextul reducerii cheltuielilor și al asigurării condițiilor privind calitatea energiei electrice, siguranța în funcționare și securitatea exploatarei instalațiilor.

Sunt sintetizate mai întâi principalele aspecte ce fundamentează concepțiile actuale privind proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate în general alimentării zonelor rurale și în particular a consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați.

Problema de fond a lucrării de față este definită ca fiind optimizarea tehnico-economică a unor noi soluții de alimentare a consumatorilor mici și dispersați, care, pe lângă satisfacerea minimală a acestora (alimentare monofazată, puteri instalate relativ mici), să conducă la obținerea unor cheltuieli minime de investiții și exploatare. Pentru aceasta sunt supuse analizei soluții ce constau pe de o parte în construcția de rețele monofazate, mai ieftine evident decât cele trifazate și pe de altă parte în micșorarea lungimii rețelelor de distribuție de joasă tensiune prin alimentarea individuală directă sau pe grupuri mici de consumatori, din transformatoare monofazate sau trifazate de mică și foarte mică putere (5 kVA sau chiar 3 kVA). De asemenea, pe distanțe medii, de până la 10-20 km, liniile electrice aeriene de 20 kV pot fi înlocuite cu cele de 1 kV, ceea ce conduce în mod evident la micșorarea costurilor și simplificarea exploatarei. Selecția variantei optime pentru acoperirea unui domeniu de coordonate distanță-sarcină bine determinat, este precedată de un studiu destinat stabilirii lungimilor limită ale tipurilor de linii ce urmează a fi integrate în structura rețelelor ce folosesc soluțiile „neconvenționale” susținute în această lucrare.

Prezentarea câtorva dintre soluțiile integrate „neconvenționale” aflate în funcțiune în zona UTR Deva, expusă la finalul lucrării, confirmă pe deplin eficiența acestor soluții și după câțiva ani de exploatare, în care au fost expuse condițiilor dificile specifice.



# CUPRINS

Lista de figuri .....	11
Lista de tabele.....	17
<b>1. INTRODUCERE.....</b>	<b>19</b>
<b>2. STADIUL ACTUAL AL SOLUȚIILOR DE ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ A CONSUMATORILOR MICI ȘI DISPERSAȚI.....</b>	<b>29</b>
2.1. Stadiul actual al electrificării .....	29
2.2. Soluțiile „clasice” de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați .....	31
2.2.1. Surse regenerabile de energie .....	31
2.2.1.1. Sisteme fotovoltaice de mică putere .....	31
2.2.1.2. Sisteme eoliene de mică putere .....	32
2.2.1.3. Sisteme hidroelectrice de foarte mică putere .....	42
2.2.2. Rețele electrice de distribuție pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați .....	36
2.2.2.1. Analiza condițiilor cu caracter general .....	36
2.2.2.2. Principalele tipuri de configurații ale rețelelor de distribuție rurale .....	39
2.2.2.3 Detalii constructive ale sistemului MALT .....	42
2.2.2.4 Analiza comparativă a configurațiilor principale ale rețelelor de distribuție .....	51
2.2.2.5. Reducerea la limită a costurilor prin utilizarea sistemului de distribuție SWER .....	56
2.2.2.6. Sistem SWER construit în România.....	60
2.2.2.7. Introducerea unei noi trepte de tensiune normalizată aparținând domeniului de joasă tensiune - 1 kV .....	63
2.2.2.8 Alegerea soluției optime pentru alimentarea consumatorilor din zona rurală.....	65
2.3. Soluțiile „neconvenționale” de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați .....	66
2.3.1. Definirea soluțiilor „neconvenționale” analizate în lucrare.....	66
2.3.2. Variantele de rețele ce folosesc soluții neconvenționale, destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați.....	68

2.4. Concluzii și contribuții .....	73
-------------------------------------	----

### **3. LIMITE REZULTATE DIN IMPUNEREA RESTRICȚIILOR PENTRU**

#### **REGIMURILE NORMALE DE FUNCȚIONARE .....79**

3.1. Introducere .....	79
3.2. Calculul preliminar al pierderilor de tensiune și putere activă .....	79
3.3. Calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune .....	85
3.3.1. Stabilirea puterilor electrice de calcul.....	85
3.3.1.1. Varianta 1. Rețea radială cu o singură sarcină concentrată.	86
3.3.1.2. Varianta 2. Rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant .....	93
3.4. Concluzii și contribuții .....	101

### **4. LIMITE REZULTATE DIN IMPUNEREA RESTRICȚIILOR**

#### **PENTRU REGIMURILE DE DEFECT .....105**

4.1. Introducere .....	105
4.2. Elementele principale ale metodologiei de calcul al curenților de scurtcircuit .....	105
4.2.1. Ipoteze de calcul .....	106
4.2.2. Determinarea impedanțelor echivalente .....	109
4.2.2.1. Impedanța de scurtcircuit într-un nod al rețelei.....	109
4.2.2.2 Impedanța transformatorului.....	110
4.2.2.3. Impedanța liniei electrice aeriene și subterane .....	111
4.2.2.4. Raportarea impedanțelor.....	111
4.2.3. Relațiile de calcul pentru curenții de scurtcircuit .....	112
4.2.3.1. Scurtcircuit trifazat simetric.....	112
4.2.3.2. Curentul de scurtcircuit bifazat .....	112
4.2.3.3. Curent de scurtcircuit monofazat (fază - pământ) .....	113
4.3. Determinarea curenților de scurtcircuit în zone ipotetice de rețea .....	113
4.3.1. Zona 1 de rețea.....	113
4.3.2. Zona 2 de rețea.....	118
4.3.3. Zona 3 de rețea.....	123
4.3.4. Zona 4 de rețea.....	129
4.3.5. Verificarea rezultatelor calculului prin simulare MatLab – Simulink	135
4.4. Determinarea lungimilor limită impuse de restricțiile referitoare la sensibilitatea protecțiilor .....	137
4.4.1. Criterii de dimensionare a siguranțelor fuzibile .....	137

4.4.2. Dimensionarea siguranțelor fuzibile pentru rețele de distribuție de JT alimentate din transformatoare de mică putere .....	139
4.4.3. Concluzii referitoare la dimensionarea siguranțelor fuzibile.....	140
4.4.4. Stabilirea lungimilor limită ale liniilor electrice de JT din condiția asigurării sensibilității protecțiilor prin siguranțe fuzibile .....	143
4.4.5. Comparația lungimilor limită ale liniilor de JT rezultate prin aplicarea celor două restricții .....	144
4.5. Concluzii și contribuții .....	146
<b>5. SELECȚIA VARIANTELOR OPTIME DIN PUNCT DE VEDERE TEHNICO-ECONOMIC .....</b>	<b>151</b>
5.1. Introducere .....	151
5.2. Stabilirea structurii rețelelor supuse selecției .....	151
5.3. Rezultatele selecțiilor .....	155
5.4. Concluzii și contribuții .....	159
<b>6. SISTEME NOI DE PROTECȚIE PENTRU REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE CE CONȚIN SOLUȚII „NECONVENȚIONALE” .....</b>	<b>161</b>
6.1. Introducere .....	161
6.2. Configurația instalațiilor de protecție împotriva electrocutării, prin legare la pământ, în rețelele de distribuție ce conțin soluții neconvenționale.....	162
6.3. Releul maximal de curent cu caracteristică de acționare invers dependentă de curentul de defect – tip RMCTI.....	167
6.3.1. Necesitatea releului RMCTI.....	167
6.3.2. Destinația releului RMCTI.....	170
6.3.3. Funcțiile releului RMCTI .....	170
6.3.4. Principalele elemente componente .....	171
6.3.5. Rolul funcțional al elementelor schemei electrice .....	172
6.3.6. Modul de funcționare al releului RMCTI-1 .....	175
6.3.7. Caracteristici tehnico – funcționale .....	175
6.3.7.1. Caracteristici tehnico – funcționale pentru RMCTI – 1 .....	175
6.3.7.2. Caracteristici tehnico – funcționale pentru RMCTI – 3 .....	176
6.3.8. Traductorul de curent Tc – PMCTI .....	178
6.3.8.1. Caracteristici tehnico – funcționale.....	178
6.3.8.2. Funcțiile traductorului .....	179
6.3.8.3. Descriere constructivă.....	179
6.3.8.4. Caracteristici tehnico – funcționale pentru subvarianta de bază .....	180

6.4. Releul homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ monofazate pe liniile electrice aeriene de 1 kV construite cu conductoare izolate torsadate –tip RHPP-1 .....	182
6.4.1. Destinație.....	182
6.4.2. Descrierea componentelor principale .....	182
6.4.3. Descrierea modului de funcționare .....	183
6.4.4. Caracteristicile tehnico-funcționale ale releului RHPP-1 .....	185
6.4.5. Încadrarea releului RHPP în structura PTA.....	188
6.4.5.1. Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3-1 kV .....	189
6.4.5.2 Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3 și a PTA 0,4/1 kV .....	191
6.5. Bloc de protecție pentru posturile de transformare și comandă secționărilor liniilor electrice aeriene lungi de JT –tip BPCS .....	192
6.5.1. Generalități.....	192
6.5.2. Variantele constructive ale BPCS .....	193
6.5.3. Elemente componente ale ansamblului BPCS-3 .....	193
6.5.4. Caracteristici tehnico-funcționale ale variantelor constructive .....	197
6.5.4.1. Caracteristici tehnico-funcționale ale BPCS-1 .....	197
6.5.4.2. Caracteristici electrice ale variantei de bază BPCS-1, 120 A .....	198
6.5.4.3. Caracteristici tehnico-funcționale ale BPCS-3 .....	198
6.5.4.4. Caracteristici electrice ale variantei de bază BPCS-3, 120 A .....	199
6.6. Protecția rețelelor de distribuție de 1 kV .....	200
6.6.1. Generalități.....	200
6.6.2. Particularitățile sistemelor de distribuție a energie electrice care utilizează tensiunea de 1 kV .....	201
6.6.3. Defecte produse în sistemele de alimentare cu energie electrică cu tensiunea nominală de 1 kV. Mărimi de defect .....	204
6.6.4. Protecția rețelelor de distribuție cu tensiunea nominală de 1 kV. Caracteristici generale .....	205
6.6.5. Soluția folosită pentru realizarea protecției sistemului de distribuție care utilizează tensiunea de 1 kV, racordat la rețeaua de 20 kV .....	206
6.6.6. Soluția folosită pentru realizarea protecției sistemului de distribuție care utilizează tensiunea de 1 kV, racordat la rețeaua de 0,4 kV .....	206
6.7. Aplicații la Enel Distribuție Banat, UTR Deva .....	207
6.7.1. Aplicații ale transformatoarelor monofazate de mică putere .....	208

6.7.2. Aplicații ale sistemelor de distribuție cu tensiunea nominală de 1 kV.....	202
6.8. Concluzii și contribuții .....	216
<b>7. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII.....</b>	<b>221</b>
7.1. Concluzii generale .....	221
7.2. Principalele contribuții originale .....	233
<b>BIBLIOGRAFIE .....</b>	<b>239</b>
<b>SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII .....</b>	<b>249</b>
<b>ANEXE .....</b>	<b>253</b>
Anexa 1 – Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare neizolate (2 cond.) .....	253
Anexa 2 - Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare izolate torsadate (2 cond.) .....	259
Anexa 3 - Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate .....	261
Anexa 4 - Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate .....	265
Anexa 5 - Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 1 kV, trifazată, conductoare neizolate .....	267
Anexa 6 - Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 1 kV, trifazată, conductoare izolate, torsadate .....	271
Anexa 7 - Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă: cazul - LEA 20 kV, trifazată, conductoare neizolate .....	273
Anexa 8 – Mărimi caracteristice și parametrii pentru elementele de rețea utilizate .....	277
Anexa 9 - Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 1 de rețea (fișa de lucru Mathcad).....	279
Anexa 10 - Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 2 de rețea (fișa de lucru Mathcad).....	305
Anexa 11 - Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 3 de rețea (fișa de lucru Mathcad).....	312
Anexa 12 - Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 4 de rețea (fișa de lucru Mathcad).....	324
Anexa 13 - Caracteristicile de ardere ale siguranțelor fuzibile utilizate la protecția posturilor de transformare MT/JT.....	336

## 10 Cuprins

---

Anexa 14 - Soluții pentru protecția PT 20 kV/JT de mică putere prin siguranțe fuzibile, rezultate ca urmare a analizei corelării caracteristicilor de ardere, cu scopul asigurării selectivității la defecte în rețeaua de JT .....	340
Anexa 15 - Calculul distanțelor față de surse, pentru care producerea unui scurtcircuit determină valoarea impusă a curentului .....	343
Anexa 16 - Caracteristici ale rețelelor de joasă tensiune corespunzătoare plecărilor pentru care au fost stabilite siguranțele fuzibile MPR .....	347
Anexa 17 - Calculul costurilor de investiții pentru variantele 1÷11 ale soluțiilor de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați (fișa de calcul Mathcad) .....	358
Anexa 18 - Rezultatele simulărilor MatLab pentru calcul regimurilor normale și de avarie ale zonelor de rețea studiate .....	372
Anexa 19 - Releul maximal de curent cu caracteristică de timp de acționare invers dependentă de curentul de defect - tip RMCTI - instrucțiuni de montare și verificare .....	396
Anexa 20 - Releu homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ monofazate pe linii electrice aeriene de 1 kV, construite cu conductoare izolate torsadate - tip RHPP-1 - instrucțiuni de exploatare .....	401
Anexa 21 - Bloc de protecție pentru comanda secționărilor liniilor electrice aeriene lungi de joasă tensiune, protecția liniilor și a posturilor de transformare aferente - tip BPCS – instrucțiuni de montare și verificare .....	403

## LISTA DE FIGURI

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul figurii</b>	<b>Titlul figurii</b>
1.	Fig.2.1.	Sisteme fotovoltaice de mică putere
2.	Fig.2.2.	Sistem eolian de mică putere.
3.	Fig.2.3.	Pico-hidrocentrală
4.	Fig.2.4.	Rețea de medie tensiune în sistem mixt cu neutrul MT distribuit de-a lungul liniei
5.	Fig.2.5.	Rețea de medie tensiune în sistem mixt, fără neutrul distribuit: diverse sisteme de racord a rețelelor de joasă tensiune, mono și trifazate
6.	Fig.2.6.a)	Rețea de distribuție rurală formată dintr-un fider principal trifazat de MT și derivații monofazate: a) schema principială
7.	Fig.2.6.b)	Rețea de distribuție rurală formată dintr-un fider principal trifazat de MT și derivații monofazate: b) schema tipică a rețelei de distribuție MT în sistemul MALT.
8.	Fig.2.7.	Instalarea aeriană a transformatoarelor monofazate în sistemul MALT: a) alimentarea rețelelor de JT monofazate; b) alimentarea rețelelor de JT trifazate (grup transformatoric – transformer bank)
9.	Fig.2.8.	Transformatoare monofazate tip CPS: a) vedere generală; b) vedere interioară; c) schema electrică.
10.	Fig.2.9.	Protecția cu siguranțe fuzibile a unei rețele de distribuție MT în sistem MALT: a) schema electrică privind coordonarea siguranțelor; b) construcția a unei siguranțe fuzibile de medie tensiune.
11.	Fig.2.10.	Modul de instalare a unui post de transformare monofazat MT/JT aerian, pentru alimentarea unui consumator izolat: a) vedere generală a ansamblului; b) schema circuitului electric.
12.	Fig.2.11.	Detalii ale structurilor sistemelor de distribuție nord-american versus vest-european
13.	Fig.2.12.	Schema de alimentare cu energie electrică a unor consumatori dispersați în sistem SWER folosit curent în S.U.A. și Canada

---

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul figurii</b>	<b>Titlul figurii</b>
14.	Fig.2.13.	Imagini cu elemente constructive ale sistemului SWER
15.	Fig.2.14.	Schema monofilară a unui sistem de joasă tensiune tip "banked"
16.	Fig.2.15.	Schema electrică a încadrării în rețeaua existentă, a rețelei SWER de la Poiana Florilor.
17.	Fig.2.16.	Schema electrică detaliată a sistemului de distribuție SWER construit la Poiana Florilor
18.	Fig.2.17.	Varianta 1
19.	Fig.2.18.	Variantele 2 și 3
20.	Fig.2.19.	Variantele 4 și 5
21.	Fig.2.20.	Variantele 6 și 7.
22.	Fig.2.21.	Variantele 8 și 9
23.	Fig.2.22.	Variantele 10 și 11.
24.	Fig.2.23.	Transformatoare și PTA monofazate
25.	Fig.3.1.	Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare neizolate (2 cond.)
26.	Fig.3.2.	Pierderile de tensiune în cazul LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare izolate torsadate
27.	Fig.3.3.	Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate
28.	Fig.3.4.	Pierderile de tensiune în cazul LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate.
29.	Fig.3.5.	Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 1 kV, trifazată, conductoare neizolate
30.	Fig.3.6.	Pierderile de tensiune în cazul LEA 1 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate.
31.	Fig.3.7.	Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 20 kV, trifazată, conductoare neizolate
32.	Fig.3.8.	Sarcinile de calcul (Mathcad)
33.	Fig.3.9.	Lungimi maxime LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare torsadate (fișa de lucru Mathcad).
34.	Fig.3.10.	Lungimi maxime LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate.
35.	Fig.3.11.	Lungimi maxime LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare neizolate.
36.	Fig.3.12.	Lungimi maxime LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare torsadate
37.	Fig.3.13	Lungimi maxime LEA 1 kV, trifazată, conductoare torsadate.
38.	Fig.3.14.	Lungimi maxime LEA 1 kV, monofazată, conductoare torsadate.



<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul figurii</b>	<b>Titlul figurii</b>
39.	Fig.3.15.	Lungimi limită, LEA 0,4 kV, trifazată..
40.	Fig.3.16.	Lungimi limită, LEA 0,23 kV, monofazată.
41.	Fig.3.17.	Lungimi limită, LEA 1 kV, trifazată
42.	Fig.3.18.	Lungimi limită la alimentarea a 10 ( a, c, e ) respectiv 20 ( b, d, f ) consumatori.
43.	Fig.3.19.	Modelele de rețea radială cu sarcini egale, echidistante
44.	Fig.3.20.	Lungimi maxime, LEA 0,4 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2a.
45.	Fig.3.21.	Lungimi maxime, LEA 0,23 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2a.
46.	Fig.3.22.	Lungimi maxime, LEA 0,4 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2b
47.	Fig.3.23.	Lungimi maxime, LEA 0,23 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2b.
48.	Fig.4.1.	Variația în timp a curentului de scurtcircuit în cazul scurtcircuitului produs departe de generator.
49.	Fig.4.2	Exemplu simplificat de rețea
50.	Fig.4.3	Scurtcircuit pe partea de joasă tensiune a unui transformator alimentat dintr-o rețea de MT
51.	Fig.4.4	Zona ipotetică 1
52.	Fig.4.5	Variația cu distanța față de sursă, a curentului de scurtcircuit monofazat produs în rețeaua de joasă tensiune, alimentată dintr-un transformator cu puterea nominală de 16 kVA
53.	Fig.4.6	Variația cu distanța față de sursă, a curentului de scurtcircuit bifazat produs în rețeaua de joasă tensiune, alimentată dintr-un transformator cu puterea nominală de 5 kVA
54.	Fig.4.7	Variația cu distanța față de sursă, a curentului de scurtcircuit trifazat produs în rețeaua de joasă tensiune, alimentată dintr-un transformator cu puterea nominală de 5 kVA
55.	Fig.4.8	Zona ipotetică 2
56.	Fig.4.9	Curenții de scurtcircuit trifazat (a) respectiv bifazat (b), în funcție de distanța $l$ de barele de medie tensiune și de puterea de scurtcircuit pe aceste bare.

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
57. Fig.4.10	Fig.4.10	Puterea de scurtcircuit trifazat (a) respectiv impedanța de scurtcircuit (b), într-un punct de pe linie, situat la distanța $l$ de barele de 20 kV, în funcție de puterea de scurtcircuit pe aceste bare
58. Fig.4.11	Fig.4.11	Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța $l$ de racordul la axul LEA 20 kV, când puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației este de 120 MVA, respectiv 140 MVA
59. Fig.4.12	Fig.4.12	Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța $l$ de racordul la axul LEA 20 kV, în funcție de secțiunea conductoarelor și puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației
60. Fig.4.13	Fig.4.13	Curentul de scurtcircuit (bifazat net), la distanța $l/2$ de bornele de joasă tensiune ale transformatorului de 20/0,23 kV $S_{nT} = 5$ kVA, în funcție de secțiunea conductoarelor (la o putere de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației de $S_{sc20} = 140$ MVA)
61. Fig.4.14	Fig.4.14	Curentul de scurtcircuit (bifazat net), la distanța $l/2$ de bornele de joasă tensiune ale transformatorului de 20/0,23 kV $S_{nT} = 10$ kVA, în funcție de secțiunea conductoarelor (la o putere de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației de $S_{sc20} = 140$ MVA).
62. Fig.4.15	Fig.4.15	Zona ipotetică 3
63. Fig.4.16	Fig.4.16	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța $l$ de transformatorul 20/1 kV, $S_{nT} = 16$ kVA
64. Fig.4.17	Fig.4.17	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța $l$ de transformatorul 20/1 kV, $S_{nT} = 16$ kVA
65. Fig.4.18	Fig.4.18	Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța $l$ de transformatorul 1/0,4 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
66. Fig.4.19	Fig.4.19	Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța $l$ de transformatorul 1/0,4 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
67. Fig.4.20	Fig.4.20	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța $l$ de transformatorul 1/0,4 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
68. Fig.4.21	Fig.4.21	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța $l$ de transformatorul 1/0,4 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
69. Fig.4.22	Fig.4.22	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța $l$ de transformatorul 1/0,4 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
70. Fig.4.23	Fig.4.23	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța $l$ de transformatorul 1/0,4 kV, $S_{nT} = 5$ kVA

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
71.	Fig.4.24	Zona ipotetică 4
72.	Fig.4.25	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța / de postul de transformare 0,4/1 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
73.	Fig.4.26	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța / de postul de transformare 0,4/1 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
74.	Fig.4.27	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța / de postul de transformare 0,4/1 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
75.	Fig.4.28	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța / de postul de transformare 0,4/1 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
76.	Fig.4.29	Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de postul de transformare 1/0,4 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
77.	Fig.4.30	Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de postul de transformare 1/0,4 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
78.	Fig.4.31	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de postul de transformare 1/0,4 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
79.	Fig.4.32	Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de postul de transformare 1/0,4 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
80.	Fig.4.33	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de postul de transformare 1/0,4 kV, $S_{nT} = 3$ kVA
81.	Fig.4.34	Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de postul de transformare 1/0,4 kV, $S_{nT} = 5$ kVA
82.	Fig.5.1.	Variantele de rețele ce conțin soluții „neconvenționale”.
83.	Fig.6.1.	Schema electrică internă a releului RMTCI -1
84.	Fig.6.2.	Schema electrică internă a releului RMTCI -3
85.	Fig.6.3.	Traductor special de curent tip Tc – PMCTI – detalii constructive
86.	Fig.6.4.	Releul RMCTI – 3 și traductorul Tc – PMCTI.
87.	Fig.6.5.	Panoul frontal al releului RMCTI-3.
88.	Fig.6.6.	Caracteristicile de declanșare ale protecției PMCTI: a) cu scara timpului liniară; b) cu scara timpului logaritmică.
89.	Fig.6.7.	Schema electrică interioară a releului RHPP.
90.	Fig.6.8.	Releul RHPP-1.
91.	Fig.6.9.	Placa frontală a releului RHPP-1.
92.	Fig.6.10.	Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3-1 kV aferent PTA 20/1 kV trifazate
93.	Fig.6.11.	Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3, aferent PTA 0,4/1 kV.

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul figurii</b>	<b>Titlul figurii</b>
94. Fig.6.12.	Fig.6.12.	Imaginea ansamblului BPCS-3: a) varianta 0,4 kV, b) varianta 1 kV, c) incinta de separare a RHPP-1 kV.
95. Fig.6.13	Fig.6.13	Schema circuitelor electrice primare și secundare ale BPCS-3 aparținând PTA 20/0,4 kV sau 1/0,4 kV.
96. Fig.6.14	Fig.6.14	Schema electrică monofilară a rețelei de 1 kV care are ca „sursă” rețeaua de 20 kV.
97. Fig.6.15	Fig.6.15	Schema electrică monofilară a rețelei de 1 kV care are ca „sursă” rețeaua de 0,4 kV.
98. Fig.6.16	Fig.6.16	PTA monofazat 20/0,23 kV, 15 kVA, Romos: a) vedere de ansamblu PTA și racord bifazat la LEA 20 kV; b) detaliu transformator monofazat; c) schema electrică monofilară a PTA.
99. Fig.6.17	Fig.6.17	PTA monofazat 20/0,23 kV, 15 kVA, zona Rîșculița – Rîșca: a) vedere de ansamblu; b) detaliu transformator monofazat; c) plăcuța cu mărimile caracteristice ale transformatorului; d) BPCS-1- 0,23kV (conținând releul RMCTI – 3 (legat monofazat), transductoarele Tc – PMCTI, siguranțe fuzibile, întreruptor automat USOL).
100.Fig.6.18	Fig.6.18	PTA monofazat 20/0,23 kV, Valea Arăneșului: a) vedere de ansamblu a PTA și a derivației bifazate din LEA 20 kV; b) schema electrică monofilară a PTA.
101.Fig.6.19	Fig.6.19	Rețeaua trifazată de 1 kV Căbești – Gialacuta: a) schema electrică monofilară a rețelei 20/0,4/1/0,4 kV; b) PTA 3484, 20/0,4 kV, 40 kVA (dreapta) și PTA 3487 0,4/1 kV, 30 kVA Căbești; c) PTA 3487, 0,4/1 kV Căbești
102.Fig.6.20	Fig.6.20	PTA 242 Bulzeștii de Jos, 20/1 kV, 40 kVA, trifazat: a) vedere de ansamblu, b) BPCS-3-1 kV (RMCTI -3 și RHPP-1), c) fișa cu reglaje
103.Fig.6.21	Fig.6.21	PTA 358 Bulzeștii de Sus, 0,4/1 kV, 25 kVA, trifazat: a) vedere de ansamblu, b) BPCS-3-0,4 kV (cu siguranțe fuzibile, Tc-PMCTI, întreruptor automat tip USOL, releu RMCTI-3), c) RHPP-1

## LISTA DE TABELE

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul tabelului</b>	<b>Titlul tabelului</b>
1.	Tabelul 2.1.	Prețuri orientative pentru sisteme fotovoltaice..
2.	Tabelul 2.2.	Prețuri orientative pentru sisteme eoliene de mică putere
3.	Tabelul 2.3.	Clasificarea hidrocentralelor de putere mică.
4.	Tabelul 2.4.	Costuri orientative pentru o microhidrocentrală
5.	Tabelul 2.5.	Caracteristici ale rețelelor de distribuție de JT utilizate în SUA
6.	Tabelul 3.1.	Datele inițiale pentru calculul orientativ a pierderilor de tensiune și pierderilor de putere activă
7.	Tabelul 3.2.	Lungimi limită, rețea 0,4 kV, trifazată, cu sarcini trifazate egale și echidistant distribuite (varianta 2a)
8.	Tabelul 3.3.	Lungimi limită, rețea 0,23 kV, monofazată, cu sarcini egale și echidistant distribuite (varianta 2a)
9.	Tabelul 3.4.	Lungimi limită, rețea de 0,4 kV, trifazată, cu sarcini trifazate, egale și distribuite echidistant (varianta 2b)
10.	Tabelul 3.5.	Lungimi limită, rețea de 0,23 kV, monofazată, cu sarcini egale și distribuite echidistant (varianta 2b)
11.	Tabelul 4.1.	Valorile factorului de tensiune $c$ .
12.	Tabelul 4.2.	Comparație între valorile obținute prin calcul respectiv prin simulare
13.	Tabelul 4.3.	Lungimile maxime rezultate din impunerea separată a celor două criterii: pierderea maximă admisibilă de tensiune respectiv sensibilitatea protecțiilor prin siguranțe fuzibile
14.	Tabelul 5.1.	Prețuri unitare pentru linii electrice aeriene [euro/km]
15.	Tabelul 5.2.	Prețuri unitare pentru posturi de transformare aeriene [euro/buc.]
16.	Tabelul 5.3.	Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 1, 2, 4, 6.
17.	Tabelul 5.4.	Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 3, 5, 7.
18.	Tabelul 5.5.	Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 1, 2, 4, 6, 8, 10.

---

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul tabelului</b>	<b>Titlul tabelului</b>
19.	Tabelul 5.6.	Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 3, 5, 7, 9, 11.
20.	Tabelul 6.1.	Caracteristicile de acționare ale releului RMCTI
21.	Tabelul 6.2.	Sensibilitatea RHPP-1-5 la puneri la pământ prin rezistențe de trecere măsurate în $k\Omega$
22.	Tabelul 6.3.	Sensibilitatea RHPP-1-10 la puneri la pământ prin rezistențe de trecere măsurate în $k\Omega$
23.	Tabelul 6.4.	Sensibilitatea RHPP-1-20 la puneri la pământ prin rezistențe de trecere măsurate în $k\Omega$ .

# 1. INTRODUCERE

În România, deși este greu de crezut la început de secol XXI, există încă așezări umane, care nu pot valorifica în viața de zi cu zi, nenumăratele avantaje ale energiei electrice. Este vorba de cătune și locuințe, situate de obicei în zone muntoase, la mare distanță de cea mai apropiată rețea de distribuție. Racordarea acestor potențiali consumatori la rețeaua de distribuție de utilitate publică n-a fost făcută până în prezent în general din cauza cheltuielilor de investiție extrem de mari ce trebuiau făcute, în condițiile în care recuperarea acestora se dovedea a fi, dacă nu imposibilă, atunci foarte dificilă.

Lucrarea de față constituie o prezentare a rezultatelor studiilor și cercetărilor autorului și a echipei din care a făcut parte, materializate prin soluții tehnice originale, ce au fost întreprinse cu scopul rezolvării problemei de optimizare tehnico-economică asociate alimentării consumatorilor mici și dispersați (izolați). Fiind destinate atât structurii circuitelor primare ale rețelei cât și circuitelor secundare de protecție și comandă, aceste soluții se constituie într-un concept unitar, pentru care au fost parcurse cu succes toate etapele firești cuprinse între idee-concepție și punere în funcțiune-exploatare.

Soluțiile au fost denumite de către autor „neconvenționale” pentru că au fost obținute sub forma unor variante ce nu se constituie încă în reguli bine stabilite prin standarde și normative aplicate în România. Ele propun implementarea unor structuri ce au aplicabilitate mult mai largă în alte țări, în condițiile respectării restricțiilor tehnice impuse pe plan intern.

În România rețelele de distribuție de medie tensiune, inclusiv cele ce alimentează consumatorii din zonele rurale, au o structură trifazată totală, fără ca neutrul să fie distribuit, configurație similară cu cea vest-europeană prezentată mai sus, dar și est-europeană. Abateri de la această structură, considerată „clasică” s-au produs abia în ultimii ani, când au apărut soluții ce au utilizat transformatoare monofazate de MT/JT, aplicate tocmai ca urmare a restricției, tot mai acute, de minimizare a costurilor în general, respectiv ale celor pentru construcția rețelelor de alimentare a consumatorilor mici și dispersați, în particular. De altfel normativele elaborate în ultimii ani [8] au inclus și această soluție, adaptându-se cerințelor actuale. Tot în această perioadă s-a dezvoltat ideea valorificării complete a nivelului de joasă tensiune, astfel încât au apărut din ce în ce mai multe aplicații ale rețelelor de tensiune nominală 1 kV, pentru care a existat o oarecare întârziere în disponibilitatea aparatajului, dar pentru care existau toate condițiile privind reglementarea domeniilor de proiectare, construcție și exploatare, valoarea de 1 kV aparținând nivelului de joasă

tensiune. Pentru a putea aplica însă această categorisire rețelelor de 1 kV, așa cum se va demonstra în lucrare, rețeaua trebuie ca din punct de vedere al schemei de protecție prin legare la pământ împotriva electrocutărilor, să fie de tip IT [4].

O bună parte din cariera profesională a autorului s-a desfășurat în cadrul S.C. Electrica S.A., SDFEE Deva, în prezent S.C. Enel Distribuție Banat, UTR Deva, perioadă în care au fost înregistrate printre primele realizări din țară privind implementarea soluțiilor noi, denumite în această lucrare „neconvenționale”, autorul fiind unul dintre promotorii acestora și participând totodată ca membru al unei echipe de specialiști și ca manager al companiei, la rezolvarea problemelor complexe necesare asigurării condițiilor de evoluție de la idee la realizare concretă a lor.

Pe scurt, soluțiile „neconvenționale” studiate în lucrare au rezultat deci prin impunerea principiului minimizării cheltuielilor de investiții, aplicând două idei principale: utilizarea de rețele de curent alternativ monofazat, ce utilizează transformatoare monofazate coborâtoare și/sau ridicătoare de tensiune, de mică și foarte mică putere și deci linii electrice cu două conductoare, respectiv utilizarea unei a doua valori a tensiunii nominale a rețelelor de distribuție, aparținând nivelului de joasă tensiune, cea de 1 kV, pentru creșterea distanțelor de distribuție a puterilor electrice de valori mici și mijlocii.

Așadar problema de fond a lucrării de față este una de optimizare tehnico-economică, constând în găsirea unor noi soluții de alimentare a consumatorilor mici și dispersați, care, pe lângă satisfacerea minimală a acestora (alimentare monofazată, puteri instalate relativ mici), să conducă la obținerea unor costuri mici de investiții și exploatare. Rezolvarea problemei se poate obține prin construcția de rețele monofazate, mai ieftine evident decât cele trifazate, apoi prin micșorarea lungimii rețelelor de distribuție de joasă tensiune prin alimentarea individuală directă sau pe grupuri mici, din transformatoare monofazate sau trifazate de mică și foarte mică putere (5 kVA sau chiar 3 kVA). De asemenea, pe distanțe medii, de până la 10-20 km, liniile electrice aeriene de 20 kV pot fi înlocuite de cele de 1 kV, ceea ce conduce de asemenea la micșorarea costurilor și simplificarea exploatării.

Altfel spus, unul dintre scopurile acestei lucrări este de a găsi acele zone aparținând unui plan bidimensional, de coordonate *distanță - putere vehiculată*, plan ocupat în prezent de soluțiile „clasice”, pentru care soluțiile alternative („neconvenționale”) cum sunt sistemele bifazate (monofazate) de 20/0,23 kV sau 1/0,23 kV, sistemele trifazate de 1/0,4 kV, în care sunt instalate transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate sau trifazate, își găsesc locul printr-o mai mare eficiență tehnico-economică.



Cea de-a doua categorie de soluții se referă la circuitele de comandă și protecție a rețelelor având noua structură. Demonstrând mai întâi că protecțiile prin siguranțe fuzibile nu sunt eficiente pentru transformatoarele de mică putere și liniile electrice de joasă tensiune lungi, autorul propune utilizarea unui releu maximal de curent cu caracteristică de timp invers dependentă de curentul de defect, de concepție originală. Acest releu permite pe de o parte evitarea regimurilor tranzitorii normale (pornirea motoarelor, conectarea transformatoarelor) care determină apariția unor curenți mari și pe de altă parte o reglare foarte flexibilă a curentului și timpului de acționare, astfel încât să poată fi eliminate defectele grave dar care produc curenți relativ mici, de ordinul de mărime al curenților de suprasarcină, limitați de impedanțele mari ale liniilor de lungimi mari și/sau de impedanțele mari de defect.

În ceea ce privește rețeaua de 1 kV, faptul că aceasta are neutrul izolat față de pământ, determină o abordare distinctă, fiind necesară o protecție împotriva punerilor la pământ monofazate, periculoase din punct de vedere al securității exploatarei. Lucrarea propune o soluție și pentru această problemă, prin intermediul unui releu homopolar de curent, de concepție originală.

Diversele variante de posturi de transformare și linii electrice care se aplică în soluțiile neconvenționale prezentate în lucrare, vor fi protejate de către sisteme având în componență unul sau ambele relee precizate mai sus, în funcție de cazul particular, sisteme incluse în așa-numitele blocuri de protecție pentru comanda secționărilor, ce se constituie de asemenea în soluții originale.

A rezultat așadar un sistem integrat de soluții, multe dintre ele de concepție originală, ce a fost materializat în proiecte și produse omologate, implementate în instalații reale, a căror exploatare le-a confirmat eficiența.

Teza de doctorat este structurată pe 7 capitole, o prefață, o listă bibliografică și 21 anexe, ce conțin 103 figuri și 23 tabele, toate acestea cuprinse într-un volum de 408 pagini. Lista bibliografică cuprinde 93 de titluri, referitoare la rezultate ale cercetărilor efectuate în toate colțurile lumii, într-un larg interval temporal, inclusiv de dată recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate, din care se poate deduce preocuparea mereu actuală pentru optimizarea regimurilor de funcționare ale rețelelor electrice de distribuție, în contextul reducerii cheltuielilor și a creșterii eficienței valorificării resurselor energetice ale planetei.

Este ușor de observat că tematica tezei de doctorat se încadrează în preocupările actuale din domeniul abordat, domeniu în care autorul are preocupări permanente de aproape 30 de ani, timp în care rezultatele obținute au fost numeroase și valoroase. Printre acestea se află și cele

prezentate în lucrare, materializate printr-o serie de soluții originale, puse în practică, de o eficiență incontestabilă și care ar trebui valorificate cât mai curând prin generalizare în companiile de distribuție a energiei electrice.

Modul în care s-a ajuns la promovarea soluțiilor integrate neconvenționale prezentate în teză este argumentat în *capitolul al doilea* al lucrării care sintetizează mai întâi principalele aspecte ce fundamentează concepțiile actuale privind proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate în general alimentării zonelor rurale și în particular a consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați: analiza condițiilor cu caracter general (prognoza consumului de energie electrică; evaluarea condițiilor de natură electrică; analiza condițiilor de natură geografică; analiza restricțiilor cuprinse în reglementările locale; stabilirea nivelului de medie tensiune; dimensionarea conductoarelor liniilor), principalele tipuri de configurații ale rețelelor de distribuție rurale (sistemele trifazate integral, sistemele mixte trifazat-monofazat), detalii constructive ale sistemului MALT, analiza comparativă a configurațiilor principale ale rețelelor de distribuție, reducerea la limită a costurilor prin utilizarea sistemului de distribuție SWER, alegerea soluției optime pentru alimentarea consumatorilor din zona rurală.

Sunt susținute de asemenea în mod obiectiv avantajele tehnico-economice ale introducerii unei noi trepte de tensiune normalizată aparținând domeniului de joasă tensiune - cea de 1 kV, soluție care se va regăsi de altfel printre cele studiate și promovate în prezenta lucrare.

În acest context se definește problema de fond a lucrării de față constând într-o optimizare tehnico-economică a unor noi soluții de alimentare a consumatorilor mici și dispersați, care, pe lângă satisfacerea minimală a acestora (alimentare monofazată, puteri instalate relativ mici), să conducă la obținerea unor costuri minime de investiții și exploatare. Pentru aceasta sunt supuse analizei soluții ce constau pe de o parte în construcția de rețele monofazate, mai ieftine evident decât cele trifazate și pe de altă parte în micșorarea lungimii rețelelor de distribuție de JT prin alimentarea individuală directă sau pe grupuri mici de consumatori, din transformatoare monofazate sau trifazate de mică și foarte mică putere (5 kVA sau chiar 3 kVA). De asemenea, pe distanțe medii, de până la 10-20 km, liniile electrice aeriene de 20 kV pot fi înlocuite de cele de 1 kV, ceea ce conduce în mod evident la micșorarea costurilor și simplificarea exploatării.

Selecția variantei optime pentru acoperirea unui domeniu de coordonate distanță-sarcină bine determinat este precedată de un studiu destinat stabilirii lungimilor limită ale tipurilor de linii integrate în structura rețelelor ce folosesc soluțiile neconvenționale susținute în această lucrare.

Pentru aceasta *capitolul al treilea* este dedicat stabilirii lungimilor limită ale liniilor electrice, rezultate ca urmare a impunerii restricțiilor referitoare la

regimurile normale de funcționare, mai precis prin aplicarea criteriului tehnic referitor la nedepășirea pierderii maxime admisibile de tensiune. Într-o primă etapă s-a urmărit determinarea valorilor orientative, în valori absolute și procentuale, ale pierderilor de tensiune (aproximate ca fiind egale cu componentele longitudinale respective ale căderilor de tensiune) și ale pierderilor de putere activă, pentru liniile electrice considerate, în funcție de secțiunea conductoarelor active, mărimea puterii electrice vehiculate și lungimea liniei. Cea de-a doua etapă a studiului a constat în calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune. Dacă în prima etapă s-au determinat valorile maxime orientative ale sarcinilor alimentate respectiv ale secțiunilor sau lungimilor conductoarelor, pentru care este satisfăcută restricția pierderii de tensiune maximă, de data aceasta se determină efectiv lungimile maxime ale liniilor alimentând sarcini de calcul bine definite, stabilite conform normativului în vigoare [8]. În acest scop s-au folosit două variante de modele de rețea: varianta 1: rețea radială cu o singură sarcină concentrată; varianta 2: rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant.

Este important de remarcat că valorile lungimilor maxime obținute pe cele două modele de rețea utilizate, sunt foarte apropiate, rezultând de aici valabilitatea ipotezelor de calcul considerate. Rezultatele obținute au fost aplicate ulterior în cadrul tezei, mai exact la construcția variantelor respectiv a subvariantelor destinate acoperirii planului de coordonate distanță – sarcină, instrumentul utilizat la selecția variantelor optime din punct de vedere tehnico-economic, inclusă în capitolul al cincilea.

În *capitolul al patrulea* este prezentat studiul destinat determinării valorilor curenților de scurtcircuit în rețelele ce conțin soluțiile neconvenționale propuse și apoi calculului lungimilor maxime ale liniilor electrice, din condiția ca protecțiile acestora să rămână suficient de sensibile, selective și rapide. Pentru calculul curenților de scurtcircuit s-au aplicat metodele și prevederile impuse de normativul PE 134, folosind ipoteza scurtcircuitelor nete (metalice). Valorile obținute în această ipoteză sunt acoperitoare din punct de vedere al solicitărilor termice și electrodinamice ale echipamentelor, dar în cazul producerii scurtcircuitelor prin rezistențe de contact relativ mari, defecte caracteristice mai ales liniilor electrice cu conductoare izolate (torsadate), micșorarea curenților de defect afectează în mare măsură sensibilitatea protecțiilor. S-au considerat patru situații - zone de rețea ipotetice – considerate semnificative, conținând soluțiile „clasice” sau cele neconvenționale precizate anterior. Pentru fiecare dintre zonele analizate s-a determinat influența caracteristicilor constructive ale elementelor de rețea (secțiunea conductoarelor liniilor electrice, lungimea acestora, puterea aparentă nominală a transformatoarelor implicate), asupra valorii curenților de scurtcircuit, de fapt a influenței

modificării parametrilor echivalenți longitudinali ai căilor de curent interpuse între sursă și locul de producere a defectului. Rezultate obținute au fost validate prin utilizarea unui al doilea instrument, de data aceasta apelându-se la mediul de programare MatLab – Simulink, un instrument software unanim recunoscut prin performanțele sale.

În continuare este parcursă etapa propriu-zisă a determinării lungimilor limită, impuse de restricțiile referitoare la sensibilitatea protecțiilor. Pentru rețelele studiate, protecția liniilor electrice aeriene de joasă tensiune se intenționează a fi făcută cu ajutorul siguranțelor fuzibile, o soluție optimă din punct de vedere tehnico-economic, având în vedere pe de o parte importanța redusă a consumatorilor alimentați din aceste linii și pe de altă parte necesitatea unor costuri minime. Așa cum s-a demonstrat însă în cadrul acestui capitol, de cele mai multe ori protecția prin siguranțe fuzibile nu este eficientă. Este efectuată o analiză foarte aprofundată referitoare la cazul particular al liniilor alimentate din transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate și trifazate. S-au considerat transformatoare trifazate de 20/0,4 kV, 20/1 kV și 1/0,4 kV respectiv transformatoare monofazate de 20/0,23 kV, 20/1 kV și 1/0,23 kV.

S-au stabilit apoi pentru fiecare tip de transformator tipurile de siguranțe fuzibile utilizabile, cunoscându-se legile de variație ale curenților de scurtcircuit pe liniile electrice, în funcție de secțiunea conductoarelor și de distanța față de sursă, urmată de stabilirea distanțelor la care, producerea de scurtcircuite ar conduce la curenți pentru care arderea siguranțelor s-ar produce într-un timp impus. Pentru aceasta, pentru valori impuse ale timpilor de ardere, au fost determinați mai întâi, prin utilizarea caracteristicilor de ardere (curbele de fuziune) curenții corespunzători (care determină arderea siguranțelor în timpii impuși). Impunând apoi curenții de scurtcircuit - egali cu cei pentru care se obțin timpii de ardere impuși - pentru fiecare tip de transformator de alimentare și pentru fiecare tip constructiv de linie (dat de secțiunea conductoarelor), s-au calculat lungimile maxime teoretice pentru care poate fi asigurată sensibilitatea impusă a protecției (curentul de scurtcircuit are valoarea minimă, egală cu a curentului de ardere a siguranței în timpul impus). Bineînțeles, s-a considerat situația cea mai dezavantajoasă, pentru care curentul de scurtcircuit la sfârșitul liniei are valoarea minimă – scurtcircuit (net) monofazat.

Se constată că restricția impusă de asigurarea selectivității, sensibilității și rapidității protecției, este mai severă în limitarea lungimii maxime a liniilor decât cea rezultată din aplicarea restricției privind pierderea maximă admisibilă de tensiune. Diferența între valorile rezultate prin aplicarea celor două restricții este foarte mare în cazul transformatoarelor de foarte mică putere (destinate alimentării unui număr mic de consumatori normați). În mod evident, la dimensionarea rețelelor de

joasă tensiune de acest tip, va prevala restricția cea mai severă. Condiția de asigurare a selectivității protecțiilor face ca prin creșterea puterii unitare a transformatoarelor, lungimea maximă limitată de restricția referitoare la selectivitate și sensibilitate, să scadă, contrar a ceea ce era de așteptat.

*Capitolul al cincilea* prezintă un studiu al cărui scop constă în determinarea variantelor de rețele electrice de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale”, care, în condiții concret definite privind distanțele față de „surse” respectiv sarcinile transferate, devin optime din punct de vedere tehnico – economic. Studiul stabilește mai întâi structura variantelor de rețele ce conțin soluțiile „neconvenționale”, inițial în ceea ce privește topologia și apoi referitor la caracteristicile elementelor de rețea, rezultate din necesitatea acoperirii întregului domeniu bidimensional distanță – sarcină definit ( $0 \div 10$  km,  $1 \div 20$  consumatori). Concluzia finală este că sistemele de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale” devin mai economice pentru anumite valori ale distanțelor dintre sursă și centrele de greutate ale zonelor de consum, respectiv pentru anumite valori ale sarcinilor electrice de calcul ce trebuie distribuite. Astfel sunt stabilite „zonele” din domeniul bidimensional distanță – sarcină, pentru care soluțiile neconvenționale sunt optime din punct de vedere tehnico – economic.

În *capitolul al șaselea* sunt prezentate sistemele noi, originale, de protecție a rețelelor electrice de distribuție de medie și joasă tensiune, ce includ soluțiile neconvenționale susținute în prezenta lucrare, destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați: rețele monofazate de 0,23 kV și 1 kV, rețele trifazate de 1 kV, transformatoare monofazate și trifazate de mică și foarte mică putere, linii electrice de joasă tensiune de lungime mare.

Este stabilită mai întâi, pe baza unei analize temeinic fundamentate, soluția optimă privind schema de protecție împotriva electrocutărilor, pentru rețelele monofazate de 0,23 kV și pentru cele monofazate și trifazate de 1 kV, ca fiind schema de protecție IT, cu rețea generală de protecție. Realizarea pentru rețeaua monofazată cu tensiunea nominală de 1 kV, a unei scheme de protecție de tip TN, ar muta această rețea în zona tensiunilor înalte, cu toate implicațiile care rezultă de aici privind concepția, dimensionarea, construcția și exploatarea.

În rețelele de acest tip neutrul va fi deci izolat față de pământ, ceea ce va face ca punerile simple la pământ să determine curenți relativ mici, care conduc la pierderi suplimentare și suprasolicitarea izolației fazelor sănătoase, alături de creșterea riscurilor producerii de electrocutări, incendii etc. A rezultat necesitatea conceperii unui releu de protecție homopolar, destinat rețelelor de joasă tensiune cu neutrul izolat (având schema de protecție împotriva electrocutărilor de tip IT și rețea generală de protecție).

Pe de altă parte, scurtcircuitele polifazate produse pe liniile de joasă tensiune construite cu conductoare izolate torsadate, având lungimi mari determină de cele mai multe ori apariția unor curenți de defect de valori relativ mici, care fac ineficiente protecțiile prin siguranțe fuzibile, ceea ce conduce la suprasolicitarea termică în regim de durată a căilor de curent (pseudo-suprasarcină la linii, transformatoare), reducerea duratei de viață a elementelor de rețea, deteriorarea contactelor, creșterea accentuată a pierderilor de energie activă respectiv a riscurilor producerii de electrocutări, incendii etc. A rezultat deci necesitatea conceperii unui releu maximal de curent cu caracteristica de timp de declanșare invers dependentă de mărimea curentului de defect, care să permită evitarea șocurilor de curent (de la pornirea motoarelor, conectarea transformatoarelor) și care să fie totodată suficient de sensibil la curenții de scurtcircuit polifazat (limitați de o impedanță de defect mare sau de impedanța mare a căilor de curent).

Rezolvarea acestor cerințe a fost făcută prin aplicarea în practică a unei serii de idei și soluții originale, materializate prin sisteme de protecții ce au putut fi adaptate cu ușurință tuturor situațiilor particulare. Elementele de bază ale acestora sunt: releul maximal de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă – RMCTI, cu variantele sale, releul homopolar împotriva punerilor la pământ monofazate în rețelele de 1 kV, tip RHPP-1 și blocurile de protecție pentru posturile de transformare și comanda secționărilor liniilor.

Lucrarea descrie principiul de funcționare al acestora, structura, valorile mărimilor caracteristice, modul de stabilire a valorilor mărimilor reglate, respectiv alcătuirea sistemului de protecție pentru fiecare aplicație în parte.

Prezentarea câtorva dintre soluțiile integrate „neconvenționale” aflate în funcțiune în zona UTR Deva, expusă la finalul capitolului al șaselea, confirmă pe deplin eficiența acestor soluții și după câțiva ani de exploatare, în care au fost expuse condițiilor dificile specifice.

În *ultimul capitol* sunt sintetizate concluziile generale ale tezei și sunt prezentate sistematic contribuțiile originale ale autorului, modul de valorificare a rezultatelor obținute precum și evidențierea direcțiilor și perspectivelor de continuare a cercetărilor, de aplicare a experienței obținute. De altfel, la finele fiecărui capitol sunt prezentate concluziile și elementele de originalitate aferente.

Cele 21 de anexe ale tezei de doctorat conțin în principal instrumentele matematice de analiză și o mare parte din rezultatele obținute prin aplicarea acestora, în general altele decât cele incluse în capitolele aferente, apoi rezultatele simulărilor regimurilor normale și de avarie ale zonelor de rețea



analizate și caracteristicile funcționale ale elementelor de rețea respectiv ale elementelor sistemelor de protecție.

Soluțiile fundamentate în lucrare, vizând atât structura și caracteristicile circuitelor primare cât și funcțiile, performanțele și structura circuitelor de comandă și protecție, se regăsesc aplicate în instalațiile aflate în exploatarea Enel Distribuție Banat, UTR Deva. Elemente ale sistemelor de protecție originale, mai precis releul maximal de curent cu caracteristică de timp invers dependentă de curent – RMCTI, releul de curent homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ în rețelele de 1 kV – RHPP, blocurile de protecție pentru comanda secționărilor BPCS 3 – 0,4 kV și 1 kV, au fost omologate la nivelul S.C. Electrica S.A. (anterior privatizării), având la bază standardele de firmă aferente. De asemenea, aceste produse, existente în catalogul AISE Deva, se află pe lista produselor aprobate de către compania S.C. Electrica S.A., pentru utilizare în instalațiile proprii.

De asemenea, trebuie precizat că o serie de elemente cu caracter de originalitate ce intră în componența acestor sisteme de protecție, constituie în prezent obiectul procedurilor specifice, demarate de către colectivul de autori, pentru obținerea certificării priorității la nivel internațional și a protecției proprietății intelectuale.

Cea mai mare parte a rezultatelor cercetărilor obținute de autor în soluționarea problematicii complexe, asociate implementării practice a soluțiilor neconvenționale integrate pentru rețelele electrice de distribuție destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați, au fost publicate în reviste de specialitate [56, 57, 58], [64, 65, 66, 67, 68, 69, 70], sau cu prilejul unor manifestări științifice de prestigiu ale energiei românești [71, 72, 83, 84, 92]. De asemenea, ca o recunoaștere a creativității în plan profesional, trebuie amintite brevetele de invenție (patente) obținute deja de autor, ca parte a unui colectiv de specialiști, pentru soluții originale aplicate în sistemele de protecție ale rețelelor electrice de distribuție [32, 33, 34], recunoscute internațional prin indexare Derwent și ISI Thomson Reuters.

Analizele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid perspectiva unei continuări și aprofundări a cercetărilor, cu scopul optimizării soluțiilor, care din „neconvenționale” trebuie să se transforme în „clasice”, prin generalizare. În acest sens sunt necesare:

- Concepția și aplicarea unor instrumente software performante pentru selecția soluției optime din punct de vedere tehnico-economic, pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați, prin dezvoltarea rețelelor existente;

- Concepția, proiectarea, construcția și omologarea unor variante digitale pentru releele și sistemele de protecție, care să se alinieze conceptului descris în teză;
- Analiza structurii unor soluții care să includă generarea distribuită prin utilizarea resurselor regenerabile, aplicabile în zona de interes.



## 2. STADIUL ACTUAL AL SOLUȚIILOR DE ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ A CONSUMATORILOR MICI ȘI DISPERSAȚI

### 2.1. Stadiul actual al electrificării

Este cunoscut faptul că în momentul de față, peste jumătate din populația globului trăiește în zonele rurale, aproape 90 % din aceasta (aproximativ 2,5 miliarde oameni) în satele din țările în curs de dezvoltare. Majoritatea oamenilor din această categorie folosesc metode tradiționale ca lemnul pentru nevoile de pregătire a hranei, încălzire și iluminare, care sunt greu tot mai dificil de satisfăcut [16, 48].

O mare parte din populația satelor din țările în curs de dezvoltare nu are acces la resurse de energie moderne cum ar fi electricitatea, deși doar 7 % din producția mondială de electricitate ar putea acoperi nevoile de bază ale acestor oameni. În zonele rurale din aceste țări electricitatea poate constitui un factor important în dezvoltarea socio-economică, deoarece prin ușurința și eficiența utilizării ei, energia electrică poate contribui la o îmbunătățire substanțială a calității vieții.

Energia electrică are de asemenea un impact pozitiv asupra sănătății omului, prin folosirea frigiderelor (pentru păstrarea alimentelor și medicamentelor), a pompelor de apă și purificatoarelor de apă. Pompele de apă cu acționare electrică se pot folosi bineînțeles și la irigații, îmbunătățind astfel latura agricolă.

Din punct de vedere al serviciilor, folosirea energiei electrice are avantajele utilizării pentru: *servicii casnice*: iluminat, radio, TV și frigidere; *servicii colective*: iluminatul stradal al satului, permite lucrul în fabrici în ture de lucru, iluminarea locurilor de întâlnire (mesele festive din locurile publice), a magazinelor, stațiilor de pompare și purificare a apei (10 litri de apă/casă); *serviciile micro-industriale și terțiare*: iluminatul magazinelor, gătitul și păstrarea mâncării, folosirea unor motoare de putere mică (mașină de strivit, mașină de decorticat). Toate aceste servicii conduc la desfășurarea unei activități economice profitabile. S-a estimat că efectuarea acestor activități duce la o creștere de 20 % a consumului de energie a satului între orele 8 și 20 [18, 27].

Electrificarea regiunilor rurale trebuie să răspundă obținerii a două obiective principale și anume [38, 39]:

➤ de a permite populațiilor rurale să dispună de condiții de existență și de confort satisfăcătoare, fiind astfel de natură să frâneze exodul către oraș. Este satisfăcut în felul acesta interesul economic deosebit față de o repartitie echilibrată a populației și a serviciilor între marile aglomerări urbane și cele rurale;

➤ de a favoriza dezvoltarea aparatelor productive în domeniul agricol, comerțului, artizanatului și chiar al micii industrii.

De aceea, dezvoltarea electrificării în zonele rurale trebuie să fie realizată printr-o coordonare cât mai bună posibilă, între resursele financiare și mijloacele tehnice cele mai bine adaptate pentru atingerea celor două obiective.

Ca și pe plan mondial, în țara noastră există zone în care habitatul rural este caracterizat fie prin gruparea locuințelor individuale în sate mici, fie prin dispersia acestora, fiind totodată îndepărtat de rețelele electrice de distribuție existente. Din punct de vedere al rețelelor electrice este vorba despre consumatori mici, dispersați și izolați. Pentru alimentarea cu energie electrică a acestor tipuri de consumatori se pot utiliza numeroase soluții, ce vor fi discutate în lucrarea de față.

Deoarece electrificarea zonelor rurale este adesea costisitoare, datorită faptului unei mari dispersii a consumatorilor pe teritoriu și a consumului relativ redus solicitat de aceștia, pentru a descrie strategia de dezvoltare optimă a electrificării rurale se vor analiza în continuare aspectele mai importante ale problematicii aferente.

Rezolvarea problemei alimentării cu energie electrică la nivel mondial trebuie să țină cont de următoarele constatări [19, 48]:

1. aproximativ un miliard de oameni trăiesc relativ aproape de un sistem energetic, fiind necesară doar stabilirea tehnicii de distribuție a energiei;
2. un alt miliard de oameni se află foarte departe de un sistem energetic. În acest caz cea mai bună soluție este realizarea unei rețele de distribuție autonome, aferente unei producții mici de energie;
3. alte circa 500 de milioane de oameni nu locuiesc foarte departe de un sistem energetic, deci se pot aplica una din cele două soluții menționate mai sus.

Alimentarea cu energie electrică a comunităților umane este deci o problemă de optimizare tehnico-economică. Pentru găsirea soluțiilor optime este necesar să studieze topologia rețelelor de distribuție a energiei electrice, metodele de distribuție (monofazat, trifazat, dublu circuit), locul de amplasare și racordare a resurselor energetice, controlul sistemelor etc. Trebuie de asemenea analizate nevoile consumatorilor din comunitățile respective și resursele energetice disponibile din acele zone [15].

În cele ce urmează s-au trecut în revistă mai multe metode de alimentare cu energie a consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați, în condițiile minimizării cheltuielilor de investiții, subliniind atât avantajele cât și dezavantajele aplicării acestor metode.

## **2.2 Soluțiile „clasice” de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați**

Soluțiile de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați se pot împărți în două categorii importante:

- soluții care se bazează pe surse regenerabile de energie;
- soluții care se bazează pe rețele de distribuție existente.

### **2.2.1. Surse regenerabile de energie**

#### **2.2.1.1. Sisteme fotovoltaice de mică putere**

Cantitatea de energie electrică produsă de o celulă fotovoltaică depinde de intensitatea luminii care cade pe suprafața sa. Randamentul unei celule fotovoltaice este mic în perioadele de dimineață și seară ale zilei și în timpul zilelor întunecate (cu cer noros). Praful din aer poate de asemenea să reducă semnificativ randamentul ei. Eficiența transformării energetice poate fi redusă de temperatura ridicată a razelor solare incidente. De aceea încrederea și adaptabilitatea la cerințele unei alimentări de calitate cu energie electrică oferite de o celulă fotovoltaică este pusă sub semnul întrebării și limitată.

Majoritatea echipamentelor fotovoltaice sunt bazate pe folosirea unor dispozitive speciale ce asigură alimentarea directă a receptoarelor. În general aplicarea acestei soluții este limitată la sisteme de mică putere și pentru echipamente electrice particulare. De aceea pot fi folosite doar pentru furnizarea energiei electrice unui receptor specific, unui echipament cum ar fi: pompă de apă, iluminat, etc. și nu pentru toate aparatele din interiorul unei case.

Panoul solar este doar unul dintre elementele unui sistem energetic solar, iar costul unui sistem fotovoltaic include și alte componente ca: fire, întrerupătoare, sisteme de control și baterii de acumulare. Oricum, costul unui sistem fotovoltaic este mare pentru majoritatea comunităților rurale. Datorită costurilor ridicate, alimentarea cu sisteme fotovoltaice este eficientă doar pentru un anumit tip de aplicații. De exemplu pompele de apă alimentate din surse fotovoltaice, sunt rentabile doar dacă sunt folosite pentru irigații. De asemenea acestea sunt eficiente doar în perioadele de producție, care în mod normal durează doar câteva luni pe an, devenind ineficiente în restul anului, când e folosită o mică parte din capacitatea lor maximă.

Unul dintre dezavantajele utilizării acestor sisteme constă în faptul că în general costurile operațiilor de întreținere și înlocuire a unor componente defecte sunt suportate de către proprietari. În plus, în statele în curs de dezvoltare nu sunt companii și/sau personal calificat prevăzut pentru repararea sau serviciile de întreținere. Problema majoră a sistemului fotovoltaic este că acestea necesită reparații foarte sofisticate care au nevoie de personal de întreținere înalt calificat în domeniu. De cele mai multe ori, defectarea sistemului, poate însemna și sfârșitul utilizării lui.

Utilizarea energiei electrice produse de surse fotovoltaice se face la o scară foarte mică și în general pentru aplicații individuale. Un astfel de sistem nu poate fi proiectat pentru alimentarea unei comunități sau pentru un serviciu centralizat.

În tabelul 2.1. sunt date câteva prețuri orientative pentru surse fotovoltaice de mică putere, iar în figura 2.1. sunt prezentate imagini cu sisteme fotovoltaice de putere foarte mică [24].

Tabelul 2.1. Prețuri orientative pentru sisteme fotovoltaice.

Puterea electrică a sursei fotovoltaice [W]	Preț [USD]
900	24.244
1200	26.619
1500	28.994
1800	31.494
2400	33.494



Fig. 2.1. Sisteme fotovoltaice de mică putere.

### **2.2.1.2. Sisteme eoliene de mică putere**

Succesul din punct de vedere tehnic și financiar al alimentării cu energie electrică prin instalarea unui sistem eolian depinde de caracteristicile vântului din acea zonă. Turbinele eoliene funcționează cel mai bine în zonele unde viteza vântului este relativ mare în cea mai mare parte a anului. O centrală eoliană cu puterea nominală de 1 kW poate produce din punct de vedere teoretic 8.760 kWh pe an.

La fel ca în cazul sistemelor fotovoltaice, utilizarea unei centrale eoliene este de asemenea limitată iar cheltuielile de investiții sunt prea mari pentru locuitorii din zonele rurale izolate. În zonele în care viteza vântului este redusă, rezultă că funcționarea centralelor eoliene va fi caracterizată de un grad redus de siguranță în alimentare respectiv o încredere redusă a utilizatorilor. În plus, există și în acest caz problema întreținerii, deoarece turbinele eoliene sunt predispuse la frecvente defecțiuni tehnice. Câteva câmpuri experimentale au demonstrat că a fost nevoie în medie de o intervenție pentru mentenanță la fiecare 3 luni [24]. De aceea această opțiune s-a dovedit a fi cu eficiență redusă pentru aplicații în cadrul unui program de alimentare cu energie electrică a zonelor izolate. Totuși această metodă poate fi folosită în unele ferme agricole pentru alimentarea unor receptoare de puteri mici.

În tabelul 2.2. sunt date câteva prețuri orientative pentru centrale electrice eoliene de mică putere, iar în figura 2.2. se prezintă o centrală eoliană de mică putere [24].

Tabelul 2.2. Prețuri orientative pentru sisteme eoliene de mică putere

Putere electrică unitară [W]	Preț turbină + generator [USD]	Preț regulator / inverter [USD]	Preț stâlp [USD]	Preț total centrală eoliană [USD]
200	684	359	134	1177
300	917	449	134	1500
500	1312	579	195	2086
1000	2274	1259	460	3993
2000	9248	1839	1455	12542
3000	7804	2979	1680	12463
5000	13624	3809	2980	20413
7500	21416	4889	6999	33304
10000	25149	7179	8300	40628



Fig. 2.2. Sistem eolian de mică putere

### 2.2.1.3. Sisteme hidroelectrice de foarte mică putere

Construcția și standardele folosite la utilizarea cu succes a hidrocentralelor mici sunt similare, dacă nu identice, cu cele aplicabile centralelor hidroelectrice mari. În funcție de locația unde urmează a fi amplasată, costurile vor varia datorită transportului și a modului de acces la locul instalării. În zonele izolate, una din cele mai mari probleme este găsirea unui specialist care să îndeplinească condițiile necesare pentru întreținerea centralei și care să fie de acord să lucreze în locurile izolate și îndepărtate, în apropierea locului unde este instalată centrala.

Instalarea unei astfel de centrale este limitată de găsirea unei surse de apă curgătoare potrivită. În plus pe lângă costul echipamentelor și al rețelei de distribuție a energiei electrice, costurile de întreținere trebuie și ele luate în considerare, rezultând în general costuri de exploatare foarte mari.

Un dezavantaj important îl reprezintă efectul ecologic negativ, manifestat prin afectarea faunei piscicole. În timpul funcționării turbinele pot ucide pești, în special pe cei tineri și care înoată înspre aval. Dacă sunt construite acumulări de apă, datorită stratificării acesteia, astfel încât în straturile de suprafață se găsește apă caldă iar în straturile inferioare apă rece, unele specii de pești vor dispărea deoarece nu pot face față nivelului redus de oxigen și temperaturilor relativ ridicate din straturile superioare.

Clasificarea hidrocentralelor de putere mică, în funcție de puterea unitară a grupurilor hidrogeneratoare diferă de la o țară la alta conform tabelului 2.3. În figura 2.3. se prezintă o pico-hidrocentrală.

În ceea ce privește cheltuielile de investiții acestea sunt, ca și în cazul sistemelor prezentate mai sus, foarte ridicate. În tabelul 2.4. se prezintă costurile echipamentelor și materialelor utilizate la construcția unei micro-hidrocentrale având puterea aparentă nominală de 2 x 4 kVA, pentru care este necesară o cădere de apă de 1,2 m, la un debit cuprins între 0,2÷1 m<sup>3</sup>/s [24]. Sistemul este supravegheat de către un automat cu microcontroler, ce asigură valorile constante ale frecvenței (50 Hz) și tensiunii (240 V).

Tabelul 2.3. Clasificarea hidrocentralelor de putere mică

Țara	Micro-hidrocentrală [kW]	Mini-hidrocentrală [kW]	Hidrocentrală de putere mică [MW]
U.S.A.	< 100	100 - 1000	1 - 30
China	-	< 500	0,5 - 25
Franța	5 - 5000	-	-
India	< 100	101 - 1000	1 - 15



Tabelul 2.4. Costuri orientative pentru o microhidrocentrală

Cantitate	Denumirea echipamentului	Preț [USD]	Procent [%]
1	Rezervor de beton pentru apă	4000	28
1	Turbină Pelton	3000	21
450 m	Țeavă PVC 80 mm	1500	10
2	Generator 4 kVA de 240 V, 50 Hz	1300	9
400 m	Cablu bifilar	1200	8
1	Pompă centrifugă	1000	7
1	Regulator automat de frecvență	1000	7
1	Turn de putere	600	4
1	Baraj de beton	500	3
1	Excitatoare de 12 V	200	1
TOTAL		14300	



Fig. 2.3. Pico-hidrocentrală

Se poate constata și de această dată că din punct de vedere financiar, accesul comunităților rurale din țările în curs de dezvoltare la astfel de surse de energie electrică, este unul dificil.

Lucrarea de față a fost elaborată cu scopul stabilirii de soluții noi pentru construcția de rețele electrice destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați, prin racordarea la sistemele de distribuție existente. Sistemele autonome de producere a energiei electrice din resurse neconvenționale, de putere mică și foarte mică, rămân fezabile doar ca alternativă la soluțiile de racordare la rețelele de distribuție publică, din următoarele considerente [91]:

- instalarea de sisteme individuale de producere a energiei electrice din resurse regenerabile necesită eforturi financiare mari, greu de suportat de către un număr mic de utilizatori. Nici soluțiile convenționale sau „neconvenționale” de racordare la rețelele existente nu sunt ieftine, dar acestea pot fi finanțate mai ușor de către comunități, inclusiv în parteneriat public-privat, mai ales atunci când aceste soluții pot constitui baza unei dezvoltări ulterioare a zonei.
- racordul la rețelele de distribuție publică presupune existența unui contract de furnizare, ce include serviciul de intervenție în caz de avarii sau deranjamente, necesar pentru asigurarea continuității în alimentare, care nu presupune costuri suplimentare din partea consumatorilor și care sunt mai ușor de suportat de către o companie de distribuție. Nu același lucru se poate afirma în cazul sistemelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile, care pe de o parte necesită intervenții mai

frecvente și pe de altă parte impun costuri suplimentare pentru servicii specializate.

- sursele regenerabile de energie electrică nu pot conta pe o disponibilitate constantă a agentului primar (soare, vânt, apă) ci mai degrabă pe o variație aleatoare a acestora. Ele vor avea de aceea o structură hibridă [75, 76], pentru a îmbunătăți disponibilitatea agentului primar, ceea ce la rândul său va crește o dată în plus costurile specifice.

### **2.2.2 Rețele electrice de distribuție pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați**

În România, majoritatea potențialilor consumatori de energie electrică se află la astfel de distanțe de rețelele de distribuție existente, încât poate fi justificată din punct de vedere tehnico-economic alimentarea lor prin soluții de extindere a rețelelor existente. Unele dintre aceste soluții, din dorința de a se obține cheltuieli de investiții minime, pot recurge la variante care se abat de la cele convenționale, prin valoarea tensiunii nominale, prin numărul de faze sau numărul de conductoare, ceea ce face să fie denumite „neconvenționale”.

Pentru a înțelege modul în care s-a ajuns la promovarea acestor soluții, inclusiv prin lucrarea de față, am considerat util a trece în revistă în acest capitol, principalele aspecte care fundamentează concepțiile actuale privind proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate în general alimentării zonelor rurale și în particular a consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați.

#### **2.2.2.1 Analiza condițiilor cu caracter general**

• *Prognoza consumului de energie electrică.* La proiectarea rețelelor electrice din zonele rurale trebuie să se cunoască date statistice adecvate pentru a se putea evalua necesarul de energie electrică. În acest scop este necesară efectuarea unui studiu de piață de energie care va trebui să țină seama de mai mulți factori, printre care [45, 46, 48, 63]:

- demografia zonei ce urmează a fi electrificată: populație, rata natalității, stabilitate;
- nivelul mediu al resurselor financiare pe familie;
- natura habitatului: posibilitățile de construcție a unei rețele de JT;
- natura activităților agricole (de exemplu dacă se fac sau nu irigații);
- activitățile artizanale și comerciale desfășurate;
- potențialul dezvoltării micii industrii;
- necesitățile serviciilor publice: iluminat public, sănătate, educație, etc.



Proгноza sarcinilor electrice va trebui să se facă pentru o perioadă de timp suficient de lungă pentru a integra efectele pozitive ale electrificării. Calitatea acestei prognoze este deosebit de importantă. O subevaluare a sarcinilor electrice va conduce la un efort financiar imediat mai redus, dar va duce în viitor, fie la cheltuieli ridicate de întărire a rețelei electrice, fie la încetinirea dezvoltării economice și sociale ulterioare a regiunii respective. O supraevaluare va conduce, dimpotrivă, la imobilizări financiare importante și deci la limitarea extinderii rețelelor prin limitarea resurselor disponibile.

Pentru a reduce riscul unei erori de prognoză a cererii de energie electrică se vor reține ipotezele cele mai optimiste și cele mai pesimiste pentru a analiza comparativ capacitatea de adaptare a strategiilor de dezvoltare a rețelelor în aceste variante.

- *Evaluarea condițiilor de natură electrică.* Electrificarea regiunilor rurale este realizată cel mai adesea succedând pe cea a centrelor urbane. Acest lucru înseamnă deci că există surse de energie electrică, mai mult sau mai puțin stabilite, în raport cu zona rurală studiată. Centrale electrice îndepărtate pot alimenta zone extinse prin intermediul unei rețele electrice de înaltă tensiune, dar dacă este posibilă construcția unor centrale electrice locale, se va prefera deservirea de către acestea a unor mici regiuni rurale, printr-o rețea electrică de distribuție zonală.

Toate aceste informații trebuie luate în considerare înainte de stabilirea nivelului de tensiune al rețelei de MT și a configurației rețelei de distribuție. Suprafața teritoriului ce urmează a fi electrificat și densitatea rețelelor electrice de înaltă tensiune existente în zonă vor determina raza de acțiune a plecărilor de MT deci nivelul optim al tensiunii nominale a acestora. Existența sau nu a unei rețele de distribuție de MT în anumite regiuni și caracteristicile acestora pot influența de asemenea, varianta aleasă.

Consumatorii de interes deosebit, fie prin importanța zonelor în care sunt amplasați (așezări agro-industriale), fie prin natura consumului (mică industrie) vor determina traseul axelor rețelelor de MT trifazate și vor impune eventual construirea unor surse noi de injecție (stații de transformare) de ÎT/MT. Pentru localități mici alimentate prin derivații de la rețeaua electrică trifazată principală (ax), se va pune problema modului de racord (trifazat sau monofazat). Raportul dintre suma lungimilor liniilor ce pot fi monofazate și a celor trifazate constituie un element important ce trebuie luat în considerare pentru luarea unei decizii asupra sistemului de distribuție ce urmează a fi ales [85].

- *Analiza condițiilor de natură geografică.* Dacă printre soluțiile aplicate la construcția rețelelor sunt și cele ce utilizează total sau parțial solul drept conducător electric, atunci natura solului (rezistivitatea lui) și mărimea teritoriului ce urmează a fi electrificat sunt elemente importante pentru a stabili dacă o soluție este sau nu economică. În plus, în funcție de regimul pluviometric rezistivitatea solului poate varia foarte mult. Astfel, dacă

umiditatea este constantă în acea regiune, sau dacă există alternanțe între perioada de secetă și de umiditate, concluziile nu vor fi aceleași. Pentru că la astfel de sisteme valoarea rezistenței prizei de pământ este foarte importantă, în funcție de rezistivitatea solului, se va considera cea mai mare valoare rezultată în cursul unui an sau într-o serie de ani [90].

- *Analiza restricțiilor cuprinse în reglementările locale.* În unele țări pot exista reguli administrative care fac mai dificilă și mai puțin economică, utilizarea uneia sau alteia dintre soluțiile adoptate pentru electrificarea rurală.

Proiectantului este obligat să cunoască aceste reglementări înainte de a alege tipul de sistem de distribuție. De obicei este vorba despre restricții care au ca scop garantarea securității oamenilor și asigurarea unei bune coexistențe a diferitelor componente ale infrastructurii: rețele electrice, rețele de telecomunicații, rețele de fluide etc.

Printre cele mai importante restricții se pot enumera: valorile impuse tensiunilor de atingere și de pas, în vecinătatea punerilor la pământ, valorile admisibile ale inducției produse de liniile electrice asupra liniilor de telecomunicații, valorile minime ale distanțelor dintre rețele de natură diferite, protecția mediului etc. Riscul asociat contactului persoanelor cu o instalație electrică poate fi mai mult sau mai puțin reglementat și deci poate conduce la utilizarea de dispozitive de protecție mai mult sau mai puțin costisitoare. Spre exemplu, în anumite cazuri utilizarea solului drept conductor de electricitate, parțial sau total, exceptând cazurile de avarie, poate fi interzis (așa cum este cazul în Franța) [48].

Bineînțeles, atunci când nu există reglementărilor locale particulare, proiectantul unei rețele electrice de distribuție rurală va respecta restricțiile impuse în mod normal de normele naționale și internaționale uzuale.

- *Stabilirea nivelului de medie tensiune.* Așa cum este cunoscut, Comisia Electrotehnică Internațională (publicația 38/1983) recomandă pentru rețelele electrice de distribuție publică de MT, trei familii de niveluri de tensiune: 10÷13 kV, 20÷25 kV și 33÷35 kV.

Deoarece densitățile de sarcină din mediul rural sunt foarte mici de la circa 0,5÷1 kVA/km<sup>2</sup> la câțiva kVA/km<sup>2</sup>, raza de acțiune a unei plecări de MT este cel mai adesea limitată de căderea de tensiune maximă admisă, care crește invers proporțional cu pătratul tensiunii. Este deci necesar a se alege pentru distribuția rurală o valoare ridicată pentru tensiunea nominală, de exemplu (20÷25 kV) sau (33÷35 kV).

Și valoarea tensiunii nominale a rețelelor din nivelul de înaltă tensiune este important, deoarece experiența și studiile teoretice au arătat că raportul între tensiunile nominale ale nivelurilor succesive de ÎT și MT, are valoarea optimă globală mai mare de 3,5 ÷ 4. De exemplu, dacă se dispune de o rețea

de ÎT de 110 kV, tensiunea nominală a rețelei de MT trebuie aleasă în plaja (20÷25 kV) [30, 80, 93].

- *Dimensionarea conductoarelor liniilor.* Practica a demonstrat că nu este economic a se utiliza o mare varietate de secțiuni pentru conductoarele liniilor din componența rețelelor electrice rurale. Un studiu de optimizare ce s-ar face în scopul alegerii secțiunilor nu ar avea sens decât în cazurile în care sarcinile ar fi constante în cursul anilor, caz foarte rar întâlnit. Cel mai adesea este suficient să se aleagă trei secțiuni în raportul 1, 2 și 4, plecând de la secțiunea cea mai mică. Cea mai mare secțiune (în jurul valorii de 150 mm<sup>2</sup> Al) este rezervată axelor rețelei și reprezintă circa 10 ÷ 20 % din lungimea totală a liniilor de MT. Secțiunea intermediară (de obicei 70 mm<sup>2</sup> Al) este utilizată pentru liniile secundare, care nu depășesc circa 40 % din lungimea totală a unei rețele radiale arborescente. Pentru restul rețelei, derivații, racorduri, care reprezintă mai puțin de 50 % din lungimea totală, este suficientă o secțiune de 35 mm<sup>2</sup> Al [81].

În principiu axele rețelei (liniile principale) vor fi construite cu izolatoare de suspensie, care conduc la costuri unitare mai reduse pentru aceste tronsoane (de secțiuni mai mari), decât cele cu izolatoare suport (rigide). În schimb, liniile secundare vor fi montate pe izolatoare suport care oferă avantaje de siguranță mecanică pentru conductoarele secțiuni mici.

### **2.2.2.2 Principalele tipuri de configurații ale rețelelor de distribuție rurale**

Pe plan mondial au fost dezvoltate în principal două tipuri de configurații ale rețelelor electrice de distribuție în general și a celor rurale în particular, descrise pe scurt mai jos [25, 74].

- *Sisteme trifazate integral.* În general se apreciază că distribuția energiei electrice prin rețele de MT este mai eficientă să se facă în sistem trifazat decât în sistem monofazat, la aceeași cantitate de material conductor utilizat la construcția liniilor. Este un avantaj similar cu cel cunoscut din domeniul mașinilor electrice rotative, cele trifazate fiind mai simple și mai ușoare decât cele monofazate. De regulă distribuția trifazată se mai aplică pentru alimentarea consumatorilor cu puteri instalate de peste 50 kVA, sau pentru care se anticipează creșteri importante ale puterii instalate.

În rețelele de distribuție rurale care alimentează sarcini reduse și dispersate, această superioritate a sistemului trifazat este mai puțin evidentă în principal datorită faptului că tranzitul de putere în acestea este sub posibilitățile lor. Din rațiuni de natură mecanică privind rezistența mecanică a conductoarelor, nu se poate micșora secțiunea acestora sub o anumită limită. Secțiunea minimă care satisface restricțiile mecanice impuse liniilor electrice aeriene este de 35 mm<sup>2</sup> Al, prin urmare unele linii vor fi supradimensionate din punct de vedere electric.

Căutarea de soluții tehnico-economice optime presupune corelarea cât mai bună a volumului instalațiilor cu natura sarcinii. Imposibilitatea micșorării secțiunii conductoarelor sub o anumită limită, conduce însă la soluția reducerii numărului de conductoare la două, uneori chiar la unul singur și deci la construirea de rețele mixte trifazate și monofazate.

Astfel de soluții, aplicate în rețele care inițial au avut structura integral trifazată (SUA, Franța, Italia, Germania), se prezintă sub forma unor alimentări monofazate, realizate prin derivații între două faze sau între o fază și conductorul de nul (Irlanda, Marea Britanie, Franța, Belgia), sau chiar cu un singur conductor, cu întoarcere prin pământ (SUA, Canada, Australia, Noua Zeelandă) [48].

- *Sisteme mixte trifazat-monofazat.* Există pe plan mondial diverse moduri de realizare a rețelelor electrice mixte care se pot clasifica în două categorii destul de diferite între ele, după configurația axului rețelei electrice de MT (principale).

➤ *În prima categorie,* intră rețelele de MT la care neutrul este distribuit pe tot traseul liniei. Liniile de MT corespunzătoare sunt deci realizate cu 4 conductoare (3 faze active și un neutru). Acesta este cazul rețelelor din America de Nord și Canada. Neutru este pus la pământ în diferite puncte din rețea (*mise á la terre* - MALT). Derivațiile monofazate pot fi racordate între o fază și neutru, acesta din urmă fiind pus la pământ, sau între o fază și pământ, acesta fiind utilizat drept conductor de întoarcere (*single wire earth return* - SWER). În figura 2.4. se prezintă schema electrică sumară a sistemului mixt cu neutru distribuit de-a lungul liniei. În rețelele cu 4 conductoare una dintre problemele deosebite care apar în funcționare se referă la regimul deformant. Dacă aceste rețele funcționează într-un astfel de regim, situație frecvent întâlnită în exploatare în ultimul timp, se impune dublarea secțiunii conductorului neutru, față de conductoarele de fază și aceasta datorită circulației armonicelor de ordinul trei care se însumează în aceste conductoare de nul (fiind homopolare, sinfazice). În caz contrar se pot produce supraîncălziri ale conductorului neutru, deteriorarea (arderea) acestora, întreruperea lui, cu toate consecințele negative ce decurg din aceasta.

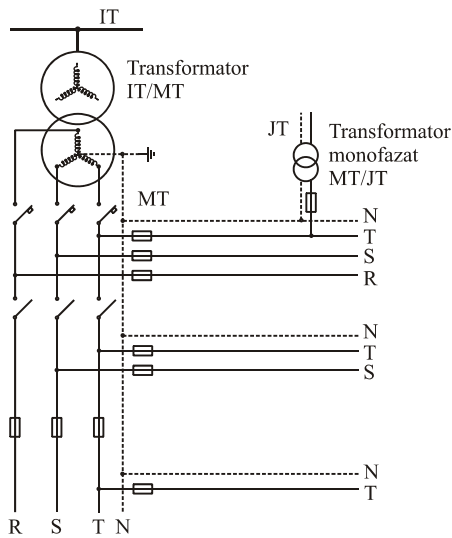


Fig. 2.4. Rețea de medie tensiune în sistem mixt cu neutrul MT distribuit de-a lungul liniei

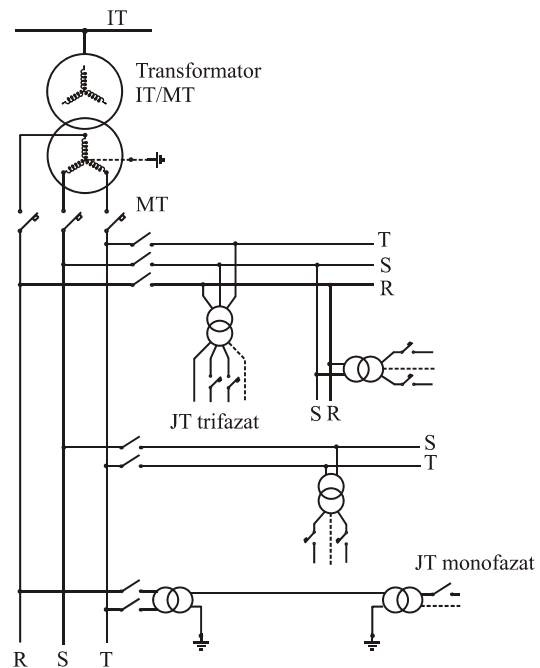


Fig. 2.5. Rețea de medie tensiune în sistem mixt, fără neutrul distribuit: diverse sisteme de racord a rețelelor de joasă tensiune, mono și trifazate.

➤ În cea de a doua categorie, intră rețelele de MT la care neutrul nu este distribuit, axele acestora fiind realizate numai cu trei conductoare. Derivațiile monofazate se racordează între două faze. Marea Britanie și Irlanda, de exemplu, utilizează acest mod de distribuție. În figura 2.5 se prezintă schema electrică sumară a sistemului mixt fără neutrul distribuit și diverse sisteme de racord a rețelelor de joasă tensiune, mono (similare cu cele din prima categorie) și trifazate.

Trebuie precizat aici că derivațiile monofazate, pentru ambele categorii descrise mai sus, se realizează în două moduri: derivații *transformabile* ulterior în derivații trifazate, prin adăugarea unuia sau a două conductoare și derivații *netransformabile*. Derivațiile transformabile oferă mai multă flexibilitate din punct de vedere al creșterilor în timp al sarcinilor alimentate, oferind posibilitatea de a instala pe aceiași stâlpi, o linie trifazată. În acest caz beneficiul se realizează exclusiv din reducerea numărului de conductoare. În general, acest beneficiu nu depășește 10 % din costul unei linii cu trei conductoare. La derivațiile netransformabile aportul economic este mai substanțial în raport cu o linie cu trei conductoare. Dacă terenul nu impune restricții speciale, se poate estima o economie de circa 20 %. Acest aport economic este obținut de data aceasta atât prin reducerea numărului de conductoare, ca în cazul derivațiilor transformabile cât și prin reducerea numărului și/sau mărimii stâlpilor. Trebuie precizat aici că volumul economiilor estimate anterior sunt obținute prin raportare la cheltuielile de investiții pentru o linie trifazată cu trei conductoare. Dacă însă se efectuează

comparația cu o linie electrică trifazată cu patru conductoare, aceste valori vor fi ceva mai ridicate, deoarece costul unitar al unei linii cu patru conductoare este superior celui al unei linii cu trei conductoare.

### **2.2.2.3 Detalii constructive ale sistemului MALT**

Sistemul de distribuție a energiei electrice la MT cu patru conductoare (3 conductoare active și 1 conductor pentru neutru distribuit de-a lungul liniei) aplicat în principal în America de Nord, este un sistem cu legare efectivă multiplă a neutrilor la pământ, inclusiv a neutrilor transformatoarelor din rețea [74].

Sistemul MALT este un sistem de distribuție la MT prin linii electrice aeriene, utilizat prin urmare cu predilecție în mediul rural, dar se poate întâlni și în orașe, de obicei în zonele periferice, de exemplu în suburbiile unor metropole ca Montreal, Toronto, New-York, Whashington, Dallas și Los Angeles [48].

Întrucât configurația este foarte flexibilă, volumul investițiilor va fi în funcție de necesități, astfel că sistemul MALT este potrivit și pentru țările în curs de dezvoltare, unde necesitățile inițiale reclamă infrastructuri simple de rețele electrice, care mai târziu pot fi dezvoltate prin adăugiri, în funcție de evoluția mărimii și caracterului consumului. Sistemul MALT a fost deja introdus în Africa. Spre exemplu, Tunisia, care a demarat în anul 1975 un larg program de electrificări rurale, a adoptat acest sistem în dauna celui francez. De asemenea în Liberia a fost adoptat acest sistem încă de la începutul electrificării.

Câteva detalii referitoare la construcția și funcționarea componentelor sistemelor de distribuție de tip MALT se prezintă mai jos [73].

Liniile electrice de MT au valoarea maximă a tensiunii nominale de 35 kV. Cel de al patrulea conductor – conductorul neutru este astfel conectat încât legăturile la pământ ale acestuia să se facă la fiecare aproximativ la 100 m. El este comun atât rețelei electrice de medie tensiune cât și celor de joasă tensiune alimentate din aceasta, în primul rând de fiecare dată când circuitele acestora sunt instalate pe același stâlp.

În figura 2.6 se prezintă un exemplu de schemă electrică a unei rețele utilizate într-o distribuție rurală, formată dintr-un fider principal trifazat de MT și derivații monofazate.

Datorită acestui mod de legare la pământ, pentru un nivel de tensiune dat, se pot folosi echipamente de comutație cu capacități de comutație mai reduse, rezultând deci o reducere corespunzătoare a costurilor.

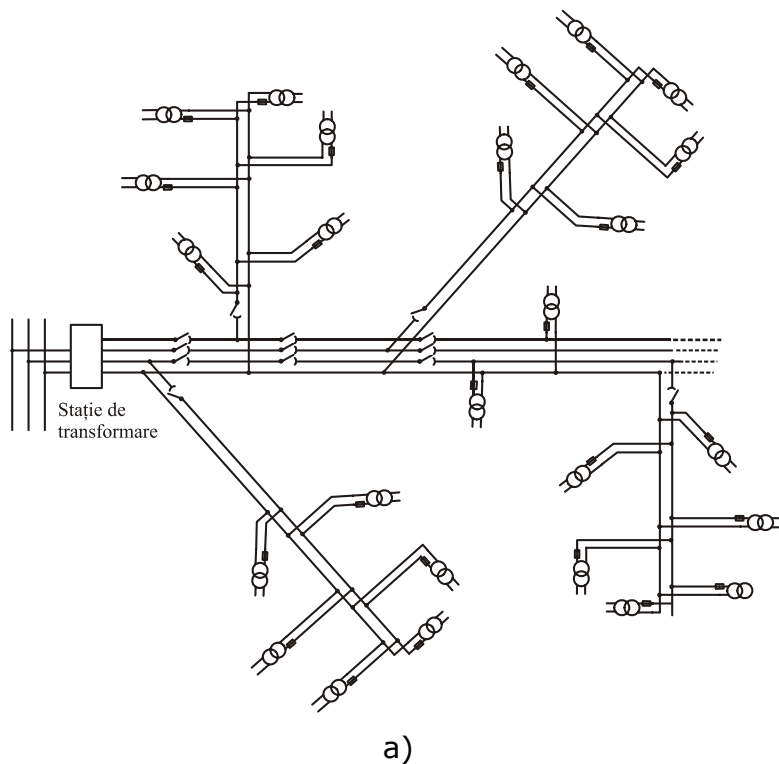


Fig. 2.6. Rețea de distribuție rurală formată dintr-un fider principal trifazat de MT și derivații monofazate:

a) schema principală;

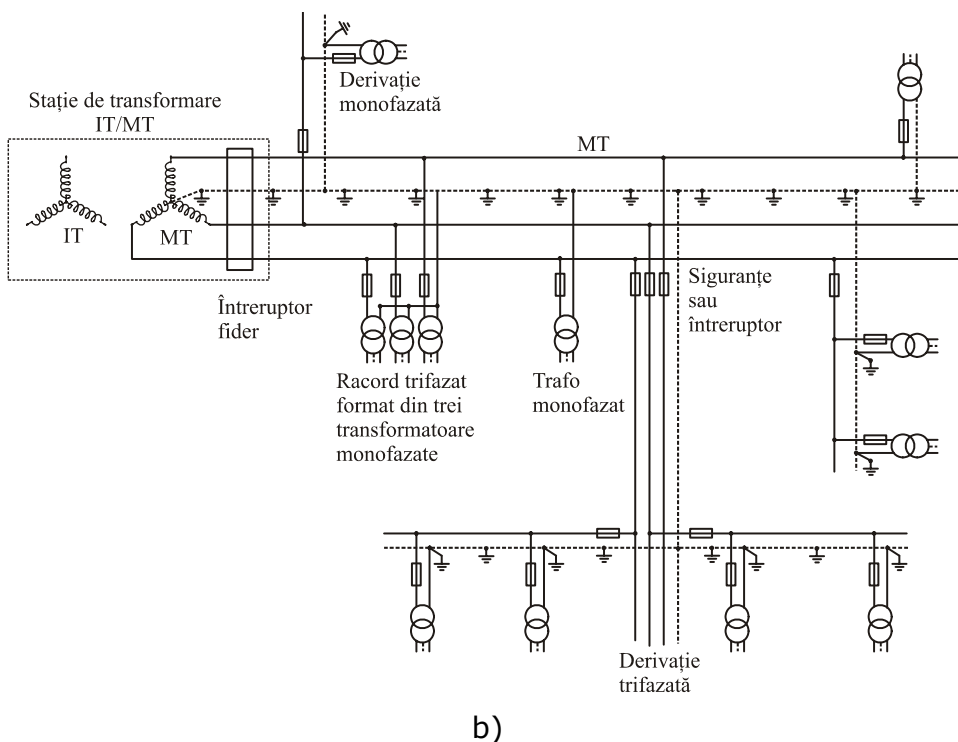


Fig. 2.6. Rețea de distribuție rurală formată dintr-un fider principal trifazat de MT și derivații monofazate:

b) schema tipică a rețelei de distribuție MT în sistemul MALT.

Pentru alimentarea consumatorilor se pot folosi, în funcție de necesități, fie racorduri trifazate, fie racorduri monofazate. Bineînțeles, racordul monofazat poate fi extins în caz de nevoie, la sistemul trifazat. În ceea ce privește ponderea liniilor monofazate, care de obicei se constituie în derivații de la axele trifazate ale rețelei, aceasta se apreciază prin raportul lungimilor celor două componente. Ca valori, se poate da de exemplu zona rurală deservită de Compania de Electricitate Hydro – Quebec (Canada), în

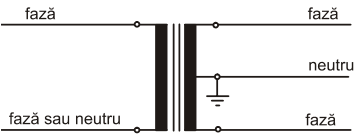
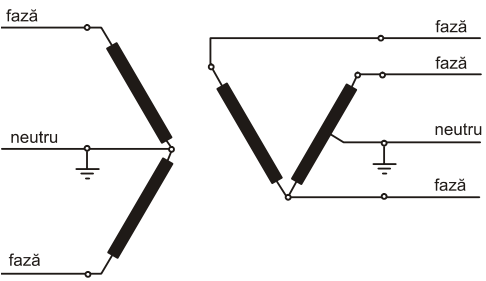
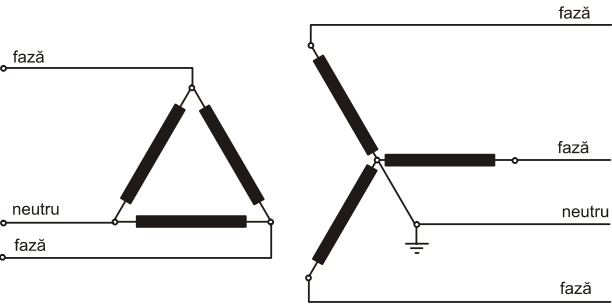


care raportul dintre lungimile liniilor monofazate și cele ale liniilor trifazate este de 2 la 1, dar există și țări în care acest raport este de 3 la 1.

În ceea ce privește distribuția la joasă tensiune, acesta poate fi realizată fie prin linii monofazate, fie prin linii trifazate. În SUA se utilizează în cea mai mare parte dintre regiunile rurale dar și în zonele rezidențiale, sistemul monofazat, iar în zonele comerciale sistemul trifazat. În industrie se utilizează în schimb numai sistemul trifazat.

În tabelul 2.5 se prezintă schematic formele cele mai uzuale de sisteme de distribuție de joasă tensiune din SUA, tensiunile nominale și caracteristicile consumatorilor la care se aplică.

Tabelul 2.5. Caracteristici ale rețelelor de distribuție de JT utilizate în SUA

Schema electrică a sursei	Tensiuni secundare nominale	Tip consumatori
	240/120 V	Cartiere cu locuințe individuale și electrificări rurale
	240/120 V	Cartiere de locuințe cu sarcini mari, consumatori comerciali care necesită alimentări trifazate.
	208/120 V 416/240 V 460/265 V	Consumatori comerciali sau industriali

Distribuția monofazată se face, de regulă, la tensiunea nominală de 240/120 V cu trei conductoare (două conductoare de fază și unul neutru). Distribuția trifazată (patru conductoare) se face în general la tensiunea nominală de 208/120 V. În unele situații se utilizează tensiunea nominală de 240/120V, în sistem *delta deschis* cu patru conductoare, iar în funcționare, după necesități, se pot folosi două faze, sau două faze și neutru. Pentru



sarcini mai mari, cum ar fi cele din sectorul comercial, tensiunea nominală utilizată este de 460/265 V, utilizându-se distribuția trifazată cu patru conductoare.

Racordarea rețelelor de joasă tensiune aparținând unui sistem de tip MALT, la rețeaua de medie tensiune din amonte se face prin intermediul transformatoarelor monofazate. Practic acestea sunt folosite, în exclusivitate, atât pentru alimentarea sarcinilor monofazate cât și pentru a celor trifazate (în care caz se folosesc trei transformatoare monofazate – figura 2.7.b). Puterile aparente nominale ale transformatoarelor monofazate sunt standardizate la valorile: 10, 15, 25, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500, 667, 833 și 1000 kVA. Ele sunt echipate cu un singur izolator de medie tensiune, pentru borna racordată la conductorul de fază, celălalt capăt al înfășurării de medie tensiune fiind legat intern la cuvă, iar aceasta la rândul ei este legată la conductorul neutru și la pământ (fig. 2.7.a).



a)



b)

Fig. 2.7 Instalarea aeriană a transformatoarelor monofazate în sistemul MALT: a) alimentarea rețelelor de JT monofazate; b) alimentarea rețelelor de JT trifazate (grup transformatoric – transformer bank)

La puteri nominale mici un transformator monofazat poate fi de două sau de trei ori mai ieftin decât unul trifazat [27, 28].

Miezul magnetic al transformatorului se construiește din tablă silicioasă cu cristale orientate, ceea ce conduce la pierderi reduse prin histerezis magnetic. Înfășurarea de medie tensiune este executată din conductor emailat din cupru. Înfășurarea de joasă tensiune este executată din bandă lată de cupru sau aluminiu, ceea ce a condus la un număr redus de puncte de supraîncălzire, la o rezistență mai mare la eforturi electrodinamice și la o durată de viață mărită a izolației. Cuvă transformatorului se realizează dintr-o singură bucată de tablă de oțel-carbon special, prin roluire, urmată de sudare în interior și exterior, pe generatoarea cilindrului. Capacul este confecționat de asemenea din tablă de oțel-carbon ca și cuvă, iar fixarea lui

pe cuvă se face cu ajutorul unui bolț central. Bornele de înaltă și joasă tensiune sunt din cupru sau aluminiu și sunt protejate la oxidare prin acoperire cu staniu.

Fiecare transformator este protejat pe partea de medie tensiune prin intermediul unei siguranțe fuzibile. Pentru protecția la supratensiuni atmosferice sunt folosite descărcătoare cu oxid de zinc.

Pe partea de joasă tensiune protecția este mai variată. În unele cazuri se folosește un întreruptor automat pentru protecția transformatorului față de defecte în circuitul de joasă tensiune din aval. Alteori, ca de exemplu în rețelele exploatare de compania Hydro-Quebec (Canada) nu se folosește nici un fel de protecție pe partea de joasă tensiune.

Cele mai utilizate sunt însă așa-numitele transformatoarele monofazate *autoprotejate complet* (CPS – completely self-protected [48]), figura 2.8. În general, dacă curenții produși în cazul defectelor interioare sunt relativ mici, transformatoarele nu au nevoie de protecție prin siguranțe fuzibile exterioare (pe racordul primarului la rețea) deoarece au o siguranță internă pe circuitul primar care asigură protecția împotriva defectelor interne. Circuitele secundare sunt prevăzute cu întreruptoare automate interne, ce asigură protecția împotriva suprasarcinilor respectiv defectelor din circuitul secundar. Declanșarea întreruptoarelor este produsă de către un bimetal ce reacționează la creșterea peste limita impusă a temperaturii uleiului, respectiv la creșterea peste valoarea impusă a curentului de sarcină. Întreruptorul secundar permite blocarea declanșării la suprasarcină, pe o perioadă determinată, ceea ce permite înlocuirea transformatorului fără deconectarea sarcinii. Bineînțeles întreruptorul secundar poate fi acționat și manual pentru deconectarea sarcinii. Unele transformatoare sunt prevăzute cu semnalizare luminoasă a suprasarcinii, ce persistă până la intervenție personalului de exploatare.

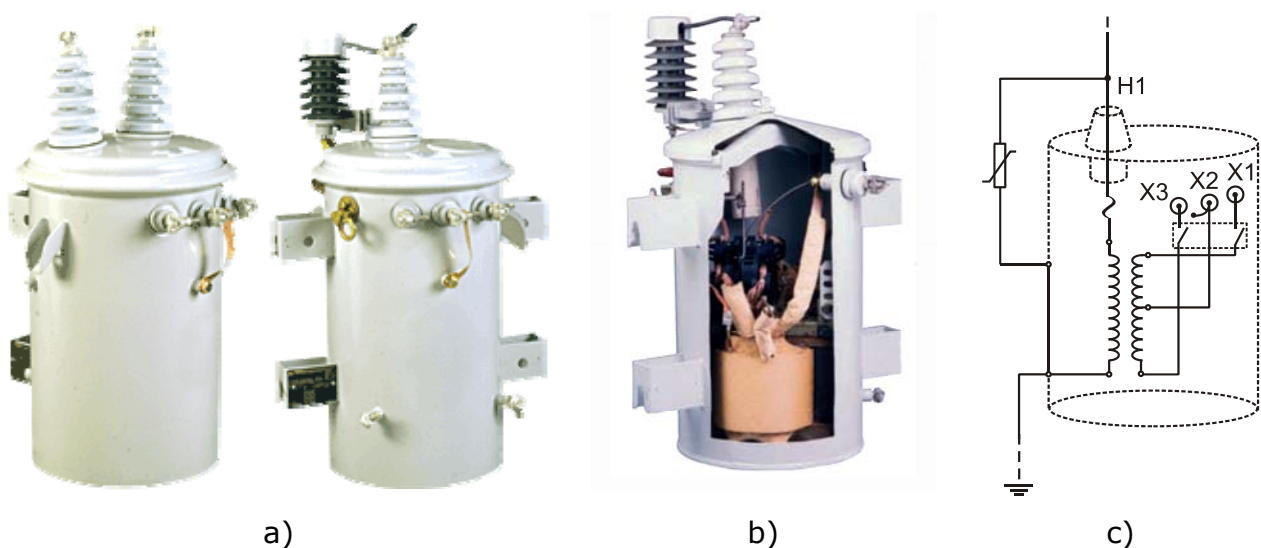


Fig. 2.8. Transformatoare monofazate tip CPS: a) vedere generală; b) vedere interioară; c) schema electrică.

Toate liniile monofazate și trifazate de MT sunt protejate prin intermediul siguranțelor fuzibile sau a altor dispozitive automate. Dacă liniile de distribuție de MT sunt lungi, de obicei acestea sunt secționare în două sau trei porțiuni prin intermediul unor separatoare de linie sau a unor siguranțe fuzibile. Aceste siguranțe fuzibile au tensiunea nominală până la 35 kV, valoare la care curentul de rupere poate fi de până la 8 kA. Ele au avantajul că necesită un spațiu de montaj redus fără a fi nevoie de elemente constructive suplimentare. Pe lângă faptul că sunt automate, siguranțele fuzibile sunt de 5 – 10 ori mai ieftine decât întreruptoarele și în plus nu necesită mentenanță, astfel că ele au o largă utilizare (fig. 2.9.b). Dacă se realizează o coordonare corectă a fuzibilelor, se pot conecta în serie un număr de până la patru siguranțe fuzibile, așa cum se poate vedea în figura 2.9.a. Un defect tranzitoriu produce o deconectare temporară, iar un defect permanent afectează un număr redus de consumatori.

Uneori în locul siguranțelor fuzibile se folosește un separator de sarcină care permite întreruperea curenților de sarcină.

De regulă pentru alimentarea unei zone cu densitate de sarcină redusă o derivație monofazată este suficientă dar, odată cu creșterea sarcinii, la bornele consumatorilor tensiunea poate să nu mai aibă valori satisfăcătoare. Într-o astfel de situație, prima măsură aplicată de ameliorare a tensiunii este instalarea unui regulator de tensiune în linie, care este de fapt, un autotransformator cu reglaj sub sarcină.

Dacă sarcina continuă să crească, configurația derivației poate fi completată cu conductoarele celorlalte faze, sarcina distribuindu-se între acestea, eventual instalându-se trei unități de reglare sau un regulator trifazat de tensiune.

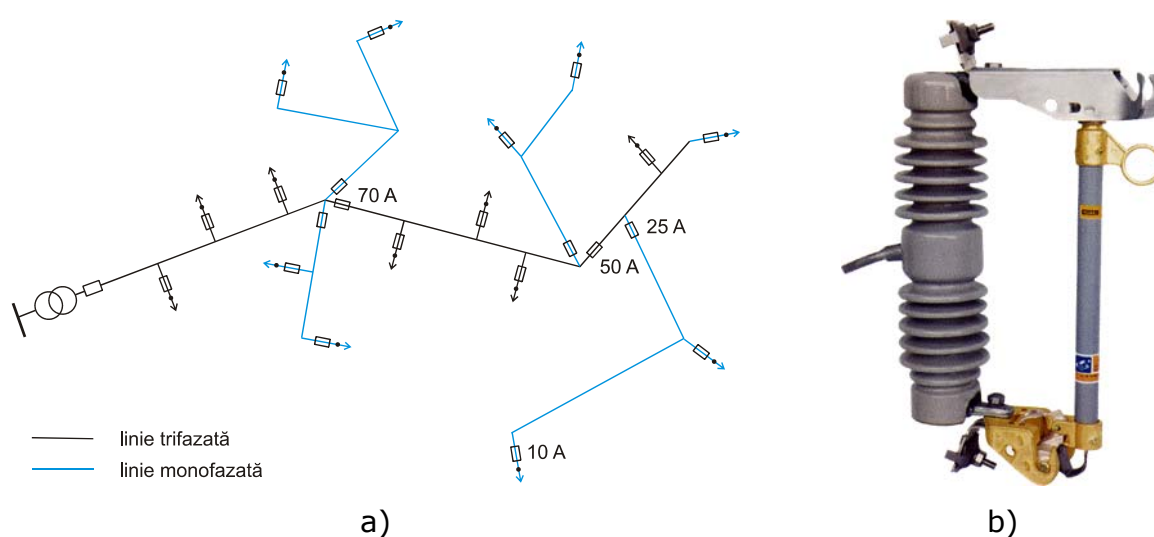


Fig. 2.9. Protecția cu siguranțe fuzibile a unei rețele de distribuție MT în sistem MALT: a) schema electrică privind coordonarea siguranțelor; b) construcția a unei siguranțe fuzibile de medie tensiune.

În zonele cu densitate scăzută de sarcină, creșterea în timp a sarcinii va conduce la amânarea pentru o lungă perioadă de timp a instalării de transformatoare de alimentare de puteri nominale mai mari, dacă se aplică o coordonare corectă între regulatoarele de tensiune existente pe linie și compensatoarele de putere reactivă, destinate ameliorării factorului de putere. Se obține astfel o utilizare eficientă a liniilor electrice de MT ale sistemului MALT.

Cele mai mari pierderile relative de tensiune și putere se produc însă în circuitele de joasă tensiune ale rețelei de distribuție. De aceea în sistemul MALT liniile de JT sunt în general scurte, fiind sunt limitate de regulă, la câteva derivații instalate pe stâlpul unde este montat transformatorul. Se poate deci afirma că de fapt, în acest sistem, distribuția energiei electrice se face la MT [48].

În mediul rural, consumatorii mici și dispersați, ca de exemplu majoritatea fermelor agricole din SUA, sunt alimentate prin intermediul unui post de transformare MT/JT monofazat, având de regulă puterea nominală de 10 kVA sau 15 kVA. Astfel, problemele ce apar în rețeaua de joasă tensiune afectează puțini consumatori, iar soluțiile de remediere a lor sunt ușor și rapid aplicate.

În figura 2.10 se prezintă modul de instalare și schema electrică a unui post de transformare aerian de MT/JT monofazat pentru alimentarea unui consumator izolat.

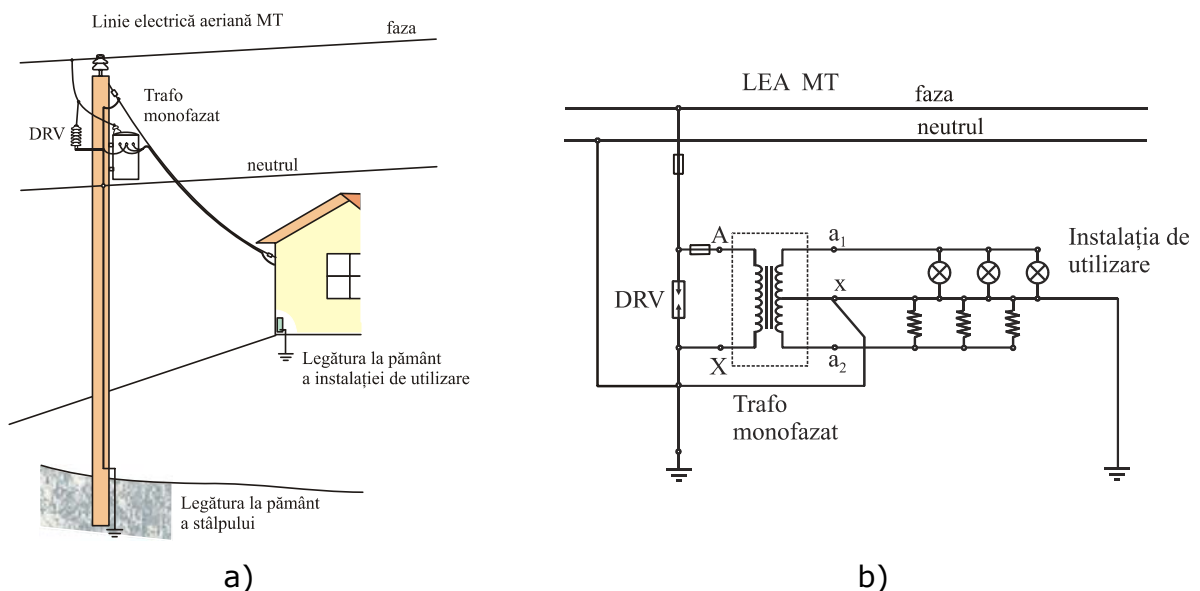


Fig. 2.10. Modul de instalare a unui post de transformare monofazat MT/JT aerian, pentru alimentarea unui consumator izolat: a) vedere generală a ansamblului; b) schema circuitului electric.

Branșamentele monofazate sunt mai ieftine dar în unele cazuri apare problema imposibilității utilizării motoarelor trifazate. Este binecunoscut faptul că la puteri mari, motoarele trifazate sunt mai eficiente din punct de

vedere tehnico-economic și mai sigure decât motoarele monofazate. Cu toate acestea dacă prin alimentarea monofazată se obțin cheltuieli de investiții mai mici cu 40-50 , bransamentul monofazat va avea câștig de cauză.

Totuși, dacă un consumator reclamă necesitatea unei alimentări trifazate a instalațiilor sale, acesta va putea alege una dintre următoarele soluții [29, 42, 43]:

- utilizarea unui motor monofazat de mare putere, pentru astfel de cazuri fiind disponibile puteri nominale unitare de până la 100 kW;
- utilizarea unui convertizor de fază din monofazat în trifazat;
- suportarea cheltuielilor pentru infrastructuri suplimentare.

Una dintre cel mai importante probleme ce pot să apară în sistemele de distribuție mixtă este problema dezechilibrelor. În astfel de sisteme, dacă nu se iau măsuri speciale de compensare, pot să apară două tipuri de dezechilibre. Primul dintre acestea se datorează diferenței de lungime a celor trei conductoare de fază ale liniei - dezechilibru de impedanțe, iar cel de al doilea este provocat de valorile diferite ale puterilor tranzitate pe fiecare fază - dezechilibru de sarcină.

Este cunoscut faptul că sistem trifazat total, capacitățile naturale ce se formează între conductoare și între conductoare și cu sol, sunt simetrice și practic egale, formând un sistem trifazat echilibrat, astfel că în regim staționar cu sarcini echilibrate, va rezulta un curent rezidual practic nul în neutrul rețelei și/sau în sol și deci și în legătura la pământ a neutrului transformatorului de alimentare al rețelei. Aceste capacități sunt proporționale cu lungimea totală a conductorului de fază. Dacă lungimile totale pe fază sunt diferite, datorită inegalității lungimilor derivațiilor monofazate sau bifazate, sistemul capacităților naturale nu mai este echilibrat și va rezulta un curent rezidual ce va circula în permanență între conductorul neutru și sol și prin legătura de punere la pământ a neutrului transformatorului de alimentare a rețelei.

Conform teoriei lui Fortescue, un sistem trifazat dezechilibrat poate fi echivalat cu suprapunerea a trei sisteme simetrice, unul de succesiune pozitivă (directă), altul de succesiune negativă (inversă) și un sistem de succesiune zero (homopolară). Un dezechilibru între sarcinile celor trei faze conduce, de asemenea, la apariția de componente negative (inverse) și eventual homopolare (dacă neutrul este distribuit) la nivelul plecării principale de MT.

Apariția unui curent rezidual în circuitul neutrului este drept consecință reducerea capacității de detectare a defectelor persistente în rețea în raport cu un sistem trifazat simetric și echilibrat. Nivelul acestei reduceri depinde



de existența sau inexistența neutrului distribuit, după cum se va vedea mai departe mai jos.

Efectele cele mai defavorabile produse de un sistem de curenți de succesiune inversă sunt asociate încălzirilor prin care se manifestă pierderile suplimentare produse în mașinile electrice rotative de curent alternativ, prin care se închid aceștia. Pe de altă parte, componentele de succesiune inversă din tensiunile de alimentare a acestor mașini rotative determină în acestea cupluri de frânare parazite.

Trebuie precizat că toate dezechilibrele existente într-o rețea aflată la un anumit nivel de tensiune, se repercutează asupra rețelelor de nivele de tensiune inferioare.

Conform publicații 34 -1, 1993 a CEI referitoare la mașinile electrice rotative, prin definiție o rețea este considerată echilibrată dacă nici componenta de succesiune negativă și nici componenta de succesiune zero a sistemului trifazat de tensiuni, nu depășesc valoarea de 1 % din componenta de succesiune directă. Această limită este considerată însă de mulți distribuitori de energie electrică puțin realistă, considerând că o valoare de 2 % este mai potrivită [48, 79].

Conform normelor UNIPED, distribuitorii de electricitate trebuie să implementeze mijloace de reducere a dezechilibrelor în rețeaua de joasă tensiune, dacă se depășește valoarea de 2 % pentru coeficientul de nesimetrie inversă [48] .

Pentru a limita dezechilibrele în rețele electrice cu structură mixtă, trebuie să se determine prin calcul, cu anticipație valorile dezechilibrelor corespunzătoare unor structuri tip ale plecărilor de MT și repartiția sarcinilor între faze, astfel încât să se poată adopta soluțiile care reduc dezechilibrele sub limita acceptabilă. Calculele și soluțiile care vor rezulta se vor considera în ipoteza că rețeaua funcționează în schema normală, fără a ține cont de eventualitatea deconectării uneia sau mai multor derivații monofazate oarecare.

Ca reguli simple pentru limitarea riscurilor apariției unor dezechilibre mari, reguli aplicabile fără a fi necesare rezultatele unor calcule complexe, se recomandă următoarele [23]:

- limitarea impactului asupra echilibrului rețelei pentru fiecare derivație în parte, sau mai bine zis limitarea atât a lungimii cât și a sarcinii alimentate prin derivația respectivă;
- la aceeași putere distribuită prin linii monofazate, este mai ușor de realizat și de menținut un dezechilibru redus, utilizând un număr mare de derivații monofazate de lungime și/sau sarcină reduse, decât cu un număr mic de derivații de lungime și/sau sarcină mari;

- nu se pot fixa valori optime pentru numărul de derivații și lungimile acestora deoarece mărimea dezechilibrului depinde în același timp de modul de repartiție geografică a posturilor de transformare de MT/JT, de numărul și puterea lor nominală ca și de capacitatea de preluare a dezechilibrului de către rețeaua principală; această capacitate este în relație directă cu nivelul puterilor de scurtcircuit trifazat a rețelei principale. Cu cât puterea de scurtcircuit trifazat la bornele sursei de alimentare a rețelei de MT va fi mai mică cu atât se va fracționa mai mult componenta monofazată a rețelei.

#### **2.2.2.4 Analiza comparativă a configurațiilor principale ale rețelelor de distribuție**

Cele mai importante tipuri de structuri ale rețelelor de distribuție dezvoltate pe plan mondial sunt cel nord-american respectiv cel vest-european [41, 88].

Pentru ambele variante infrastructura este în cea mai mare parte similară (în ceea ce privește liniile electrice aeriene și subterane, izolatoare, descărcătoare, transformatoare etc.). Ambele sisteme au configurații radiale iar tensiunile nominale și puterile vehiculate sunt similare. Cele mai importante diferențe se referă la instalare, configurație și utilizare. În figura 2.11 se prezintă schemele electrice ale celor două structuri. Comparativ cu structura nord-americană, cea vest-europeană conține transformatoare mai mari. Majoritatea transformatoarelor din rețelele vest-europene sunt trifazate și au puteri nominale cuprinse între 300 și 1000 kVA, cu mult mai mari decât ale transformatoarelor monofazate nord-americane, cuprinse între 25 și 50 kVA.

Unele dintre cele mai importante diferențe constau în valorile tensiunilor nominale ale rețelelor de joasă tensiune. În rețelele nord-americane, la joasă tensiune sunt standardizate valorile de 120/240 V, astfel că restricția dată de căderea maximă de tensiune face ca instalațiile de utilizare să nu fie îndepărtate de surse la mai mult de 259 ft ( $\approx 76$  m). Rețelele de distribuție de joasă tensiune vest-europene sunt trifazate, iar valorile mai ridicate ale tensiunilor nominale (220, 230 sau 240 V) permit ca depărtarea maximă față de sursă a instalațiilor de utilizare să fie de aproximativ 1 mi ( $\approx 1600$  m). Acest lucru face ca rețelele de joasă tensiune vest-europene să fie mult mai extinse decât cele nord-americane. La o tensiune de două ori mai mare și aceeași încărcare cu sarcină, distanța maximă poate fi de patru ori mai mare. și pentru că rețeaua de joasă tensiune trifazată poate fi de peste două ori mai lungă decât una monofazată, rezultă că rețeaua de joasă tensiune vest-europeană poate fi de opt ori mai lungă decât cea nord-americană, la aceeași sarcină și aceeași cădere de tensiune.

Foarte rar, unele companii de electricitate europene alimentează zone rurale particulare, prin racorduri de joasă tensiune monofazate la secundarele unor transformatoare monofazate conectate la rețeaua de medie tensiune, între două faze ale acesteia.

Rețelele de distribuție de joasă tensiune vest-europene funcționează similar cu cele de medie tensiune nord-americane. Rețeaua de medie tensiune vest-europeană nu are multe derivații și protecția prin siguranțe fuzibile are o utilizare restrânsă. De asemenea sunt mult mai puțin utilizate reanclanșatoarele instalate în axul liniei, care sunt general aplicate în sistemele de distribuție nord-americane.

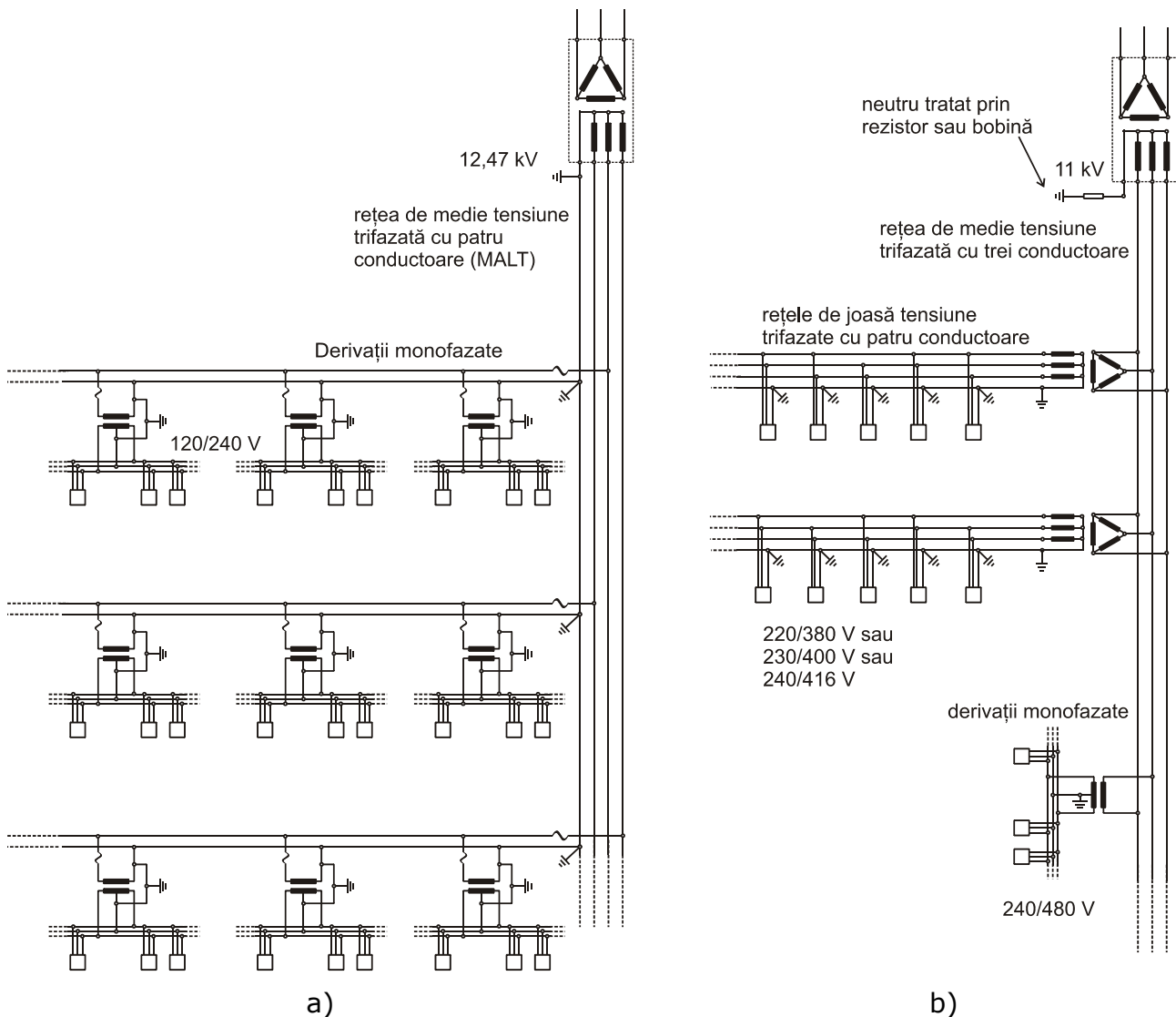


Fig. 2.11. Detalii ale structurilor sistemelor de distribuție nord-american versus vest-european.

Diferențele între cele două sisteme se referă și la sarcini respectiv infrastructura generală. Astfel, în Europa de vest, majoritatea drumurilor și clădirilor erau pe amplasament când a început dezvoltarea sistemelor de alimentare cu energie electrică, acestea din urmă trebuind să fie adaptate la



situația existentă. Rețelele de distribuție de joasă tensiune au fost adesea adăugate clădirilor. În America de Nord multe dintre drumurile și circuitele electrice au fost dezvoltate în același timp. De asemenea în Europa casele sunt mai mici și în mai mare măsură grupate decât casele din America.

Alte particularități ale celor două sisteme sunt după cum urmează [88]:

### **a) Sistemul mixt cu neutrul distribuit (nord-american)**

- Sarcina maximă a unei derivații radiale monofazate este cel mai adesea limitată de căderea de tensiune. Într-un sistem cu neutrul distribuit, sarcinile monofazate sunt racordate între o fază și neutrul MT, ele funcționând deci la tensiunea simplă a rețelei trifazate. Dacă plecarea trifazată este are tensiunea nominală de 20 kV, racordurile vor fi alimentate la 11,5 kV. În raport cu o plecare radială trifazată, admitând că ar putea alimenta o sarcină maximă  $P$ , un racord radial monofazat (de aceeași secțiune a conductoarelor) nu va putea alimenta decât o sarcină cuprinsă între  $P/6$  și  $P/4,5$ , în funcție de calitatea punerilor la pământ a neutrului.
- Pentru ca tensiunea între faze și neutru să rămână, cât mai apropiată de tensiunea simplă nominală a rețelei, neutrul transformatorului ÎT/MT trebuie să fie legat rigid la pământ. Astfel valorile curenților de defect, chiar monofazați, vor atinge valori ridicate.
- Circuitul neutrului fiind parcurs de curenți importanți în regim normal de funcționare, ca urmare a nesimetriilor constructive și dezechilibrelor sarcinii pe faze, defectele de impedanță mare sunt greu de detectat. Trebuie perfecționat sistemul de protecție al rețelei, care să conțină metode sofisticate de detectare a defectelor, deoarece, chiar dacă se poate menține rețeaua în funcțiune fără deteriorarea echipamentului, există un risc ridicat pentru persoane ce se află în vecinătate (de exemplu în cazul ruperii unui conductor și căzut pe un sol de conductivitate electrică mică). Soluția clasică conține releele maximale temporizate, asociate cu siguranțe fuzibile repartizate în cascadă în rețea. Calculul curenților de defect și alegerea valorilor fuzibilelor trebuie să fie făcută cu deosebită rigurozitate pentru ca ansamblul sistemului de protecție să fie sensibil și selectiv.
- Din punct de vedere economic este dificil a se evalua avantajul economic al unui astfel de sistem de distribuție, fără a ține cont de caracteristicile particulare ale zonei rurale alimentate. Comparativ cu sistemul trifazat pur, deoarece la liniile trifazate se adaugă un conductor (neutrul) iar pe derivațiile monofazate se elimină un conductor, pentru ca sistemul să fie avantajos din punct de vedere economic, trebuie ca surplusul de cost în liniile trifazate să fie inferior câștigului în derivații, mai bine zis ca

lungimea totală a derivațiilor monofazate să fie mai mare decât cea a liniilor trifazate. Acest raport poate fi evaluat în etapa de studiu preliminar pentru a avea o primă informație asupra eficienței acestui sistem pentru zona studiată.

**b) Sistemul mixt fără neutru distribuit (vest-european)**

- Într-un astfel de sistem, derivațiile radiale monofazate sunt racordate între două faze, ele funcționând la tensiunea de linie a rețelei trifazate. În raport cu o derivație radială în trifazat pur, pentru aceeași putere maximă  $P$ , o derivație radială monofazată (de aceeași secțiune a conductoarelor) va putea alimenta o putere medie  $P/2$ . De data acesta calitatea solului nu intervine pentru că nici un conductor nu este legat la pământ.
- Circuitul de punere la pământ al rețelei de MT fiind deschis în schema normală (exceptând cazurile de avarii) pe legătura la pământ a neutrului transformatorului ÎT/MT se poate intercala o impedanță, dimensionată astfel încât curenții de defect monofazat (defect ce reprezintă  $\frac{3}{4}$  din totalul defectelor) să fie limitați la o valoare acceptabilă (în general 300 A), îmbunătățind comportamentul rețelei.
- Curentul pe legătura la pământ a neutrului transformatorului în regim normal de funcționare este neglijabil astfel încât se poate obține o detectare foarte simplă și eficace a defectelor de izolație din rețea (de impedanță mare) ceea ce asigură un nivel ridicat de siguranță pentru persoane. Majoritatea defectelor determină curenți mari, ceea ce permite utilizarea relelor de protecție maxime cu timp constant, simple și fiabile. Datorită sensibilității ridicate a relelor de protecție instalate la începutul fiecărei linii, nu mai este necesară instalarea de protecții auxiliare în cascadă în rețea, de unde rezultă o mentenanță ușoară.
- Din punct de vedere economic, în comparație cu sistemul trifazat convențional, sistemul mixt fără neutru distribuit are același tip de linie trifazată cu trei conductoare. Economia la cheltuielile de investiții apare deci de la primul kilometru de derivație monofazată.

Fiecare dintre cele două sisteme are deci avantajele și dezavantajele sale. Conform [50], cele mai importante diferențe se referă la:

- *Costuri* – Sistemul vest-european este în general mai costisitor decât cel nord-american dar există așa de multe variabile încât este foarte dificil a le compara element cu element. Pentru tipurile de sarcini și configurații din Europa, sistemul european se potrivește cel mai bine. Echipamentele din rețelele de medie tensiune europene sunt în general cele mai costisitoare, în special pentru zonele care pot fi alimentate prin circuite monofazate;

- *Flexibilitate* – Sistemul nord-american are o structură mai flexibilă în rețeaua de medie tensiune iar cel vest-european în rețeaua de joasă tensiune. Pentru sistemele urbane este mai avantajoasă flexibilitatea structurii vest-europene a rețelelor de joasă tensiune. De exemplu, transformatoarele pot fi poziționate mai avantajos. Pentru sistemele rurale sau zonele unde sarcinile sunt dispersate configurația nord-americană a rețelei de medie tensiune este mai flexibilă. De asemenea configurația nord-americană a rețelei de medie tensiune este mai potrivită pentru racordarea sarcinilor noi și pentru dezvoltări și extensii;
- *Siguranța în funcționare* – Legarea multiplă la pământ a neutrilor distribuit din rețeaua de medie tensiune nord-americană conferă mai multe beneficii în ceea ce privește siguranța în funcționare. Protecția rețelei poate elimina mai sigur defectele iar neutrul acționează ca o barieră fizică ajutând la prevenirea tensiunilor de atingere periculoase din timpul defectelor. Sistemul european are avantajul că defectele cu impedanță mare sunt mai ușor de detectat;
- *Fiabilitate* – În general configurația americană conduce la mai puține întreruperi în alimentarea consumatorilor decât cea europeană (cu aprox. 35 % [50]). Deși sistemele europene au rețelele de medie tensiune mai puțin extinse, aproape toate acestea sunt prevăzute cu un ax (alimentator principal - feeder). Defectarea acestuia conduce la întreruperea alimentării tuturor consumatorilor racordați la circuitul respectiv. Pentru a ajunge la același nivel de fiabilitate ca cel american, sistemul european are nevoie de instalarea mai multor echipamente de protecție și comutație;
- *Calitatea energiei electrice* – În general în rețelele de distribuție europene se produc mai puține goluri de tensiune și întreruperi de scurtă durată. Unul dintre motive îl constituie expunerea mai redusă (datorită suprafețelor ocupate mai reduse) a rețelelor de medie tensiune din sistemele europene decât a celor din sistemele americane. Acestea din urmă sunt în plus prevăzute cu siguranțe fuzibile. De asemenea sistemul trifazat de distribuție european permite protecția împotriva golurilor de tensiune produse la punerea unei faze la pământ. Dacă punerea la pământ se face printr-o cale de curent de impedanță mare (neutru izolat), se produc goluri de tensiune mult mai puțin pronunțate decât într-un sistem la care neutru este distribuit și multiplu împământat (cum este cel american). Chiar și în situația în care punerea la pământ se face printr-o cale de curent de impedanță mică (neutru legat la pământ), transformatoarele consumatorilor având conexiunea delta/stea, oferă o bună imunitate față de golurile de tensiune, mai ales dacă neutru rețelei este tratat prin rezistor sau bobină;
- *Poluarea vizuală* – Având rețelele de medie tensiune mai puțin extinse, sistemele de distribuție europene au un avantaj estetic rezultat din aceea

că rețelele de joasă tensiune pot fi construite subteran. Sistemele de distribuție sunt mai eficiente să fie construite subteran dacă conțin mai puține transformatoare și dacă rețelele de joasă tensiune din componența lor sunt mai lungi;

- *Furtul de energie electrică* – Flexibilitatea rețelelor de joasă tensiune europene facilitează furtul energiei electrice, cu această problemă confruntându-se mai ales țările în curs de dezvoltare. Pentru că rețelele de joasă tensiune sunt adesea instalate pe clădiri, rezultă un acces ușor pentru racordări ilegale.

În afara Europei de Vest și Americii de Nord sunt utilizate ambele sisteme, de multe ori ca influență colonială, practicile europene fiind ca atare cele mai extinse. Unele regiuni ale lumii au aplicat combinații ale celor două sisteme. Cea mai defavorabilă combinație este cea în care rețeaua de joasă tensiune are tensiunea nominală de 120 V iar rețeaua de medie tensiune are structura europeană. Rezultă astfel o rețea de joasă tensiune de rază de acțiune limitată în condițiile unei configurații costisitoare a rețelei de medie tensiune.

Specialiștii americani au experimentat implementarea unor tensiuni mai înalte pentru rețeaua de joasă tensiune, cu scopul creșterii flexibilității acestora. De asemenea creșterea lungimii acestora ca urmare a creșterii tensiunii nominale permite o mai eficientă construcție subterană prin reducerea costurilor. O creștere a tensiunii nominale a rețelei de joasă tensiune nu impune tensiuni nominale mai mari ale instalațiilor de utilizare, ci transformatoare suplimentare coborâtoare [29].

O altă propunere întâlnită în literatura de specialitate constă în dezvoltarea unor rețele trifazate de joasă tensiune cu tensiunea nominală de 600 V, racordate la rețelele de medie tensiune existente, racordarea fiecărui consumator urmând a fi făcută prin intermediul unor transformatoare electronice, pentru a permite racordul instalațiilor de utilizare la tensiunea 120/240 V [20]. De asemenea se discută utilizarea distribuției folosind linii electrice de curent continuu și bineînțeles redresoare și invertoare de frecvență [52].

#### **2.2.2.5. Reducerea la limită a costurilor prin utilizarea sistemului de distribuție SWER**

Sistemul de distribuție format dintr-un singur conductor de dus și întoarcere prin pământ denumit SWER (*Single Wire Earth Return*) este larg folosit în SUA, Canada, Australia, Noua Zeelandă fiind introdus de asemenea în Camerun, Tunisia, India, Mexic, Haiti și în alte țări. Sistemul se poate folosi însă doar în condițiile unui sol adecvat, rezistivitatea acestuia trebuind să nu depășească 3 – 5 ohmi în tot timpul anului [63].

Construcția unei linii SWER necesită un efort financiar mult mai mic decât a unei linii trifazate obișnuite, conducând la economii de până la 40 – 50 %, dar la proiectarea sa trebuie acordată o atenție deosebită măsurilor de siguranță în funcționare și securitate a persoanelor. În acest scop, se menționează printre altele, că legătura la pământ a fiecărui transformator trebuie să se facă prin intermediul a cel puțin două căi distincte.

În figura 2.12. se prezintă schema electrică principală de alimentare cu energie electrică a unor consumatori individuali printr-un sistem SWER, compus dintr-un circuit primar monofilar de MT, un transformator de distribuție monofazat de MT/JT și trei racorduri de 120/240V care deservește instalațiile de utilizare [27].

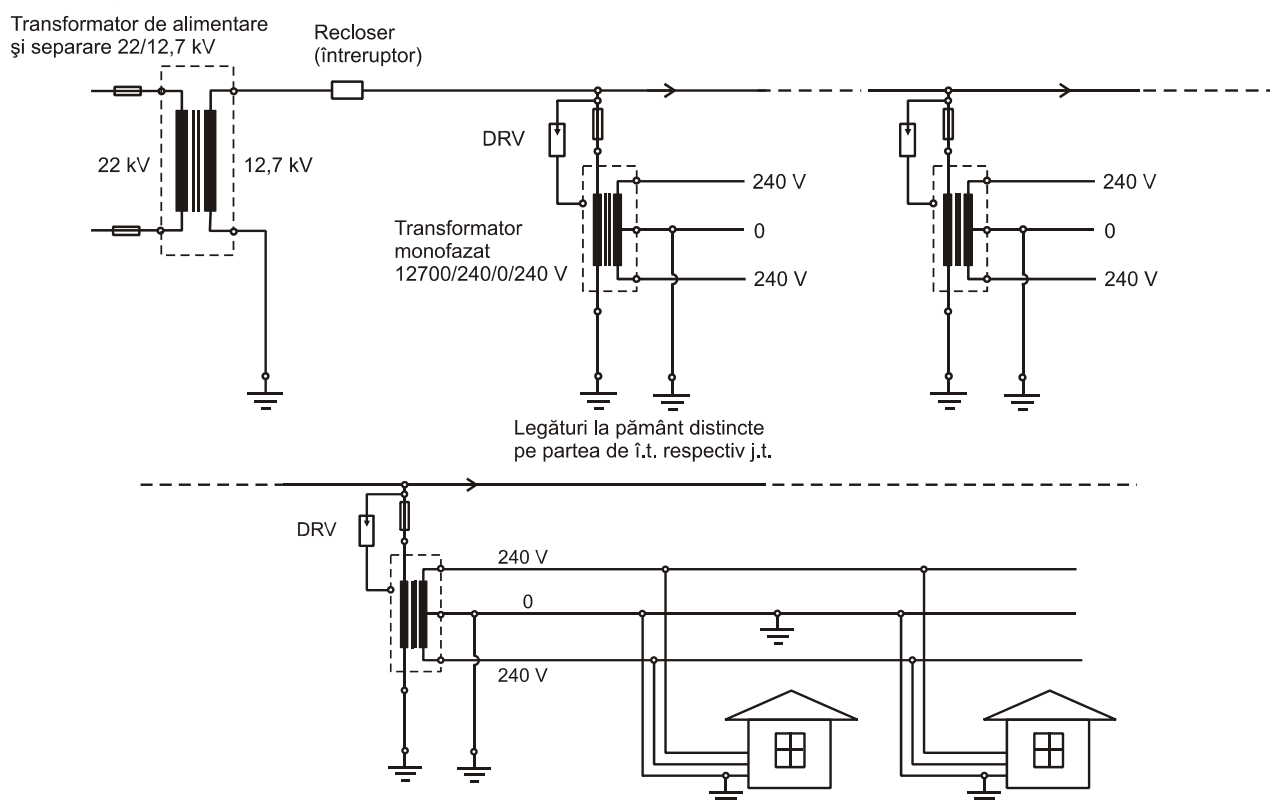


Fig. 2.12. Schema de alimentare cu energie electrică a unor consumatori dispersați în sistem SWER folosit curent în S.U.A. și Canada



Fig. 2.13. Imagini cu elemente constructive ale sistemului SWER

În figura 2.13 se pot vedea imagini ce ilustrează câteva dintre elementele constructive ale unui sistem de distribuție de tip SWER. Se observă simplitatea constructivă, ce se reflectă imediat în reducerea substanțială a cheltuielilor de investiții.

Uneori configurația rețelei de joasă tensiune este una radială în dublă derivație, fiecare consumator putând fi alimentat din secundarul a două transformatoare alăturate, al cărui neutru este comun - sistem de tip «banked». Alte caracteristici ale acestui sistem constau în aceea că este constituit din mai multe posturi de transformare capsulate de MT/JT, alimentate de la un singur fider principal monofilar de MT, ale căror racorduri de joasă tensiune sunt interconectate formând o buclă, din care se alimentează radial diverși consumatori [48].

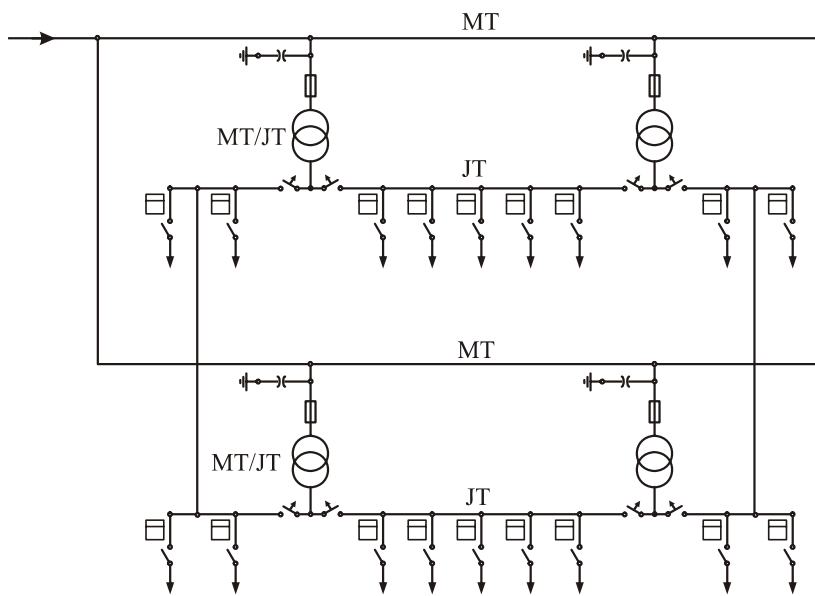


Fig. 2.14. Schema monofilară a unui sistem de joasă tensiune tip "banked"

Această configurație prezintă avantajul reducerii efectului de flicker ce se produce la pornirea motoarelor relativ mari, cum ar fi de exemplu cele ale instalațiilor de aer comprimat din locuințe sau a celor folosite la încălziri centrale.

Transformatoarele se conectează la rețea cu ajutorul siguranțelor fuzibile, care au dublu rol, de comutație și protecție. Dacă nu există siguranțe

fuzibile, care nu se instalează datorită inutilității lor, neputând avea sensibilitatea necesară, conectarea se realizează cu ajutorul unui comutator cu trei poziții, care este astfel construit încât să nu poată fi acționat decât atunci când fiderul principal de MT este scos din funcțiune.

Soluția este aplicabilă de regulă pentru alimentarea sarcinilor foarte mici ( $< 250 \text{ kW}$ ) și fără o creștere importantă în timp. Pentru aplicarea acestei soluții fără risc de electrocutare pentru persoane și animale, trebuie respectate cu strictețe câteva reguli constructive și de exploatare. Astfel, legăturile la pământ de la extremitățile derivației nu trebuie să aibă rezistențe mai mari de  $3 \Omega$ , iar cele din secundarul fiecărui transformator MT/JT monofazat nu trebuie să aibă rezistențe mai mari de  $10 \Omega$ , oricare ar fi perioada din an. Aceste valori sunt impuse pentru o putere adsorbită în derivație mai mică de  $300 \text{ kW}$ , în posturile de transformare MT/JT fiind instalate transformatoare de putere nominală mai mică de  $20 \text{ kVA}$ . Legăturile de punere la pământ trebuie să fie protejate cu mare atenție și de preferință duble. Trebuie de asemenea să se controleze periodic valoarea impedanței solului care se poate degrada datorită unei circulații permanente de curent.

Avantajul economic a unei derivații radiale cu un singur conductor în raport cu una monofazată cu două conductoare nu este deosebit de mare decât dacă costul de realizare și de întreținere a prizelor de pământ este redus. Astfel, soluția merită să fie aplicată doar în anumite zone geografice, cu climat corespunzător (fără perioade cu secetă) și cu soluri de rezistivitate electrică mică și moderată [21].



### **2.2.2.6. Sistem SWER construit în România**

În România s-a construit în premieră o rețea de distribuție în sistem SWER în județul Bihor [40]. Ea a fost destinată alimentării consumatorului „Poiana Florilor” de joasă tensiune, monofazat, situat la o distanță de circa 3 km de o derivație trifazată din LEA 20 kV Aleșd – Aștileu - Pădurea Neagră. Această linie are în sectorul respectiv conductoare cu secțiunea de 120 mm<sup>2</sup> Al-OL iar derivația se situează la circa 5,7 km de începutul liniei (stația Aleșd 110/20 kV), are conductoare cu secțiunea de 35 mm<sup>2</sup> Al-OL și o lungime de 1 km.

Puterea cerută de consumatorul situat la 3 km de racord e de 30 kW la un  $\cos\varphi = 0,8$ .

Din punct de vedere meteorologic zona se consideră dificilă din cauza depunerilor de chiciură și descărcărilor atmosferice.

Rețeaua din care se alimentează racordul are neutrul tratat cu bobina de stingere iar curentul capacitiv de punere la pământ al rețelei pentru care se calculează prizele de pământ este de 10 A.

Conform [40], soluțiile constructive aplicate la realizarea acestei rețele, stabilite pe baza minimizării cheltuielilor de investiții și a satisfacerii restricțiilor tehnice, au rezultat conform argumentației de mai jos:

- Zona fiind una cu vegetație abundentă (silvică), s-a ales soluția utilizării unei LEA cu conductoare izolate;
- Stâlpii liniei au fost stabiliți a fi din lemn. Pe lângă faptul că sunt mult mai ieftini decât cei din beton, ei prezintă și alte avantaje importante:
  - Creșterea nivelului de izolație al conductoarelor, determinat de izolația dată de lemnul stâlpului; din acest punct de vedere, un stâlp de lemn este echivalent cu un izolator capă-tijă;
  - Comportarea superioară a lemnului la solicitări mecanice rezultate din combinația vânt-chiciură, datorită elasticității acestuia;
  - Obligația ca LEA nou construită să urmeze un traseu paralel cu drumul, rezultată din regimul impus de Romsilva, ar impune protejarea tuturor stâlpilor împotriva atingerilor indirecte, dacă aceștia ar fi din beton, ceea ce ar ridica mult costurile de construcție și exploatare;
  - Posibilități mult ușurate de execuție a lucrării, în condițiile în care accesul utilajelor de construcție este îngreunat pe traseul respectiv.
- Pentru sarcina cerută și distanța față de sursă a consumatorului, respectiv caracterul monofazat al acestuia, condiția minimizării pierderilor de tensiune pentru regimul normal de funcționare și a costurilor, a condus la alegerea tensiunii nominale de 6 kV; această valoare permite



totodată instalarea de transformatoare monofazate existente în oferta producătorilor interni.

- Racordurile de medie tensiune fiind mai costisitoare decât cele de joasă tensiune, pentru minimizarea costurilor s-a ales soluția racordului monofazat cu întoarcere prin pământ (SWER); rezultă o soluție foarte economică, comparabilă ca preț cu cea care utilizează racordarea la joasă tensiune.
- Valoarea de 6 kV pentru tensiunea nominală a liniei se dovedește a fi optimă și din punct de vedere al valorilor curenților din regimul normal de funcționare, care închizându-se prin sol și deci prin prizele de pământ de la capetele liniei, pentru a nu conduce la tensiuni de atingere periculoase, vor conduce la condiții mai puțin severe din punct de vedere al rezistenței maxime a prizelor de pământ. De asemenea soluția va asigura respectarea condițiilor impuse de solicitarea termică de durată a acestor prize.
- Dimensionarea prizelor de pământ de la cele două capete ale liniei trebuie să țină cont și de condiția asigurării securității personalului de exploatare care poate acționa în anumite momente echipamentele de la cele două posturi de transformare dar și a eventualelor persoane care se pot afla întâmplător în zonă. Din calcule a rezultat că cele două prize trebuie să aibă fiecare o rezistență de dispersie de maxim  $7,2 \Omega$ .

În figura 2.15. se prezintă schema electrică principală a rețelei SWER de la Poiana Florilor și a încadrării sale în rețeaua existentă în zonă, iar în figura 2.16 se pot vedea câteva detalii privind elementele pentru echiparea stâlpilor de la cele două capete ale liniei SWER și caracteristicile acestora [40].

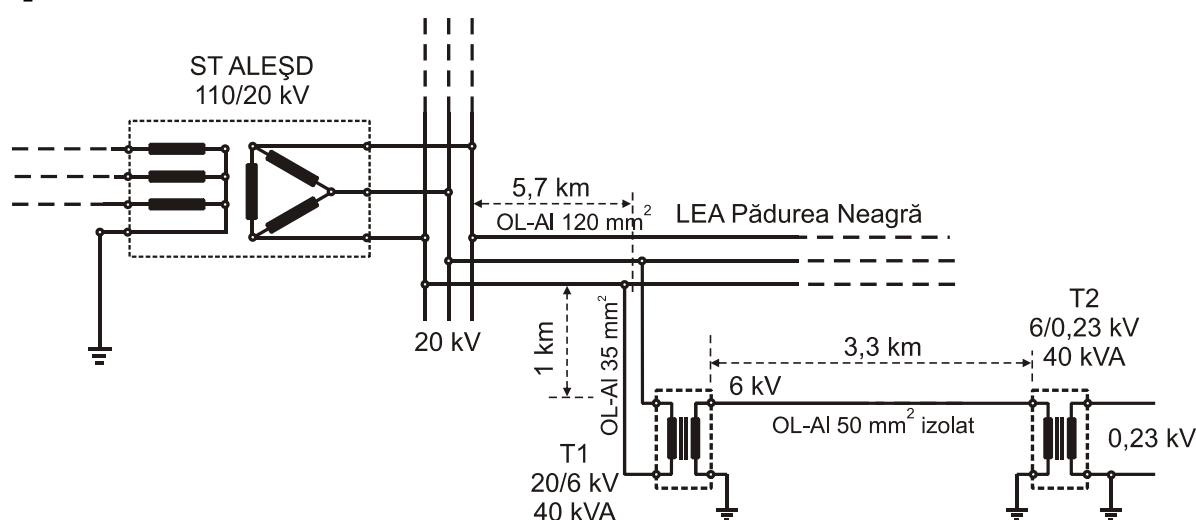


Fig. 2. 15. Schema electrică a încadrării în rețeaua existentă, a rețelei SWER de la Poiana Florilor.

Pentru prevenirea accidentelor prin atingerea părților ce sunt în permanență sub tensiune datorită curentului de sarcină normal (tensiuni de până la 50 V) și primesc tensiuni importante în caz de defect (tensiuni de până la 760 V), legăturile dintre neutrul celor două transformatoare și prizele de pământ se vor face cu cablu izolat la tensiunea nominală și protejat până la înălțimea de 2,5 m pe stâlp în tub rigid din PVC.

Principala protecție împotriva defectelor monofazate la 6 kV se bazează pe creșterea tensiunii pe priza de pământ. Depășirea valorii de 50 V a acestei tensiuni va conduce la deconectarea racordului printr-un conector monofazat de 6 kV.

Pentru cazul general al unui racord de tip SWER, caracteristica principală a schemei de alimentare constă în separarea prizelor de exploatare folosite la închiderea curentului de sarcină, de prizele de exploatare și protecție de pe partea de joasă tensiune a posturilor de transformare ale consumatorilor de joasă tensiune din zona alimentată.

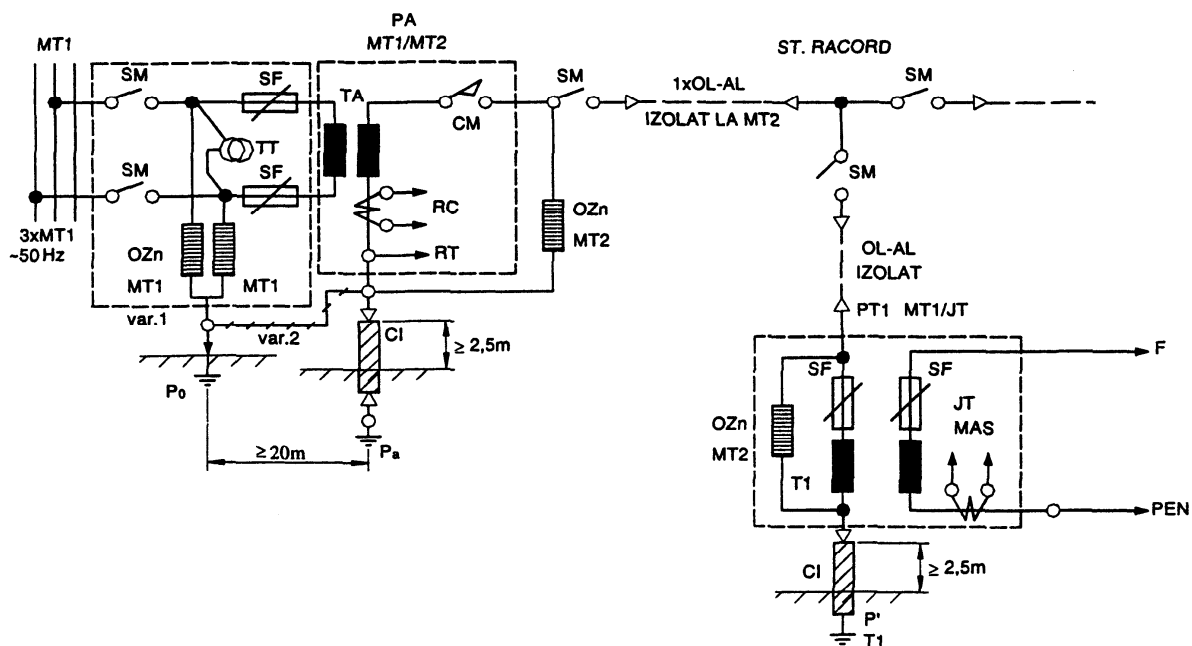


Fig. 2.16. Schema electrică detaliată a sistemului de distribuție SWER construit la Poiana Florilor

PA - punct de alimentare MT1/MT2; CM - conector monofazat MT2; SM - separator monopolar în linia de MT; OZn - descărcător cu oxid zinc MT1 (MT2); SF - siguranță fuzibilă; CI - conductor izolat și protejat în tub IPE; PC - dulap de protecție din policarbonat; RC - reductor de curent cu protecție maximală; RT - releu de tensiune; TA - transformator principal MT1/MT2; T1 - Transformator MT2/JT; TT - transformator de tensiune.

Pentru protecția împotriva atingerilor indirecte, la punctul de alimentare PA MT1/MT2 de la racordul din rețeaua publică de medie tensiune se pot

adopta două soluții: fie se instalează o priză separată pentru legare la pământ prin intermediul descărcătoarelor cu oxid de zinc a siguranțelor fuzibile și a transformatorului de tensiune de la MT1, dacă se folosește stâlp de beton la MT1, fie priza comună a acestora cu priza de exploatare a punctului de alimentare, când acesta se montează pe stâlp de lemn. Alegerea între cele două variante se va face în special în funcție de rezistivitatea solului din zonă.

În ambele cazuri, sursa de curent operativ pentru acționarea conectorului monofazat prin protecție este o baterie de curent continuu, etanșă, de mare capacitate (eventual alimentată tampon de la transformatorul de tensiune MT1) [40].

### **2.2.2.7. Introducerea unei noi trepte de tensiune normalizată aparținând domeniului de joasă tensiune - 1 kV**

Liniile electrice de distribuție a energiei electrice care funcționează la tensiuni de ordinul sutelor de volți, cel mai adesea au dimensionată izolația pentru o tensiune maximă de serviciu de 1200 V. Conform standardelor în vigoare, nivelul de joasă tensiune are ca limită maximă valoarea de 1 kV inclusiv [4]. Toate standardele, normativele, specificațiile tehnice etc. ce se referă la proiectarea, execuția, exploatarea echipamentelor utilizate în instalații de joasă tensiune, sunt valabile și pentru valoarea de 1 kV a tensiunii nominale. Cum creșterea tensiunii este cunoscută ca o metodă simplă de creștere a eficienței transportului și distribuției energiei electrice, în ultima perioadă este susținută tot mai insistent utilizarea valorii de 1 kV pentru tensiunea nominală a unei părți a rețelelor de distribuție, utilizându-se astfel integral nivelul de izolație, în condițiile păstrării nivelului de securitate electrică.

Pentru justificarea ridicării tensiunii nominale ale rețelelor electrice de joasă tensiune, trebuie remarcat că [44, 49]:

- în rețelele rurale se vehiculează în general puteri mici, la distanțe relativ mari, ceea ce conduce la o creștere a consumului specific de metal pe kVA vehiculat (de câteva ori mai mare decât în rețelele urbane sau industriale);
- pe de altă parte, în rețelele proprii ale unor consumatori industriali, caracterizate prin lungimi totale a liniilor electrice de ordinul zecilor de kilometri, ce formează împreună cu receptoarele pe care le alimentează subsisteme electroenergetice complexe, asigurarea condițiilor de calitate a tensiunii presupune costuri mari (de exemplu exploatarea miniere subterane).

Așa cum se știe, asigurarea calității tensiunii la consumatori are o importanță majoră și implică printre altele luarea în considerare a tuturor

posibilităților de reducere a pierderilor de tensiune în rețelele de alimentare ale acestora.

Practica impune ca la stabilirea unei strategii adecvate pentru extinderea treptelor de tensiuni nominale din cadrul domeniului de joasă tensiune să se ia în considerare:

- valoarea tensiunilor standardizate pe plan mondial;
- sarcinile concentrate pe puncte de consum și distanța de la acestea la punctele de transformare respectiv la punctele de distribuție;
- asimilarea echipamentelor electrice.

Valorile standardizate ale nivelurilor de tensiune utilizate în țările cu industrie dezvoltată, indică tendința actuală pe plan mondial de creștere a tensiunii nominale a rețelelor de distribuție de joasă tensiune. O rezolvare eficientă și rapidă a tuturor problemelor care apar la implementarea unei noi trepte de tensiune în sistemul de distribuție a energiei electrice implică însă existența unui cadru tehnologic și metodologic adecvat.

În România există preocupări materializate prin soluții tehnice implementate, privind utilizarea treptei de tensiune de 1 kV (standardizată prin SR CEI 38), ce au demonstrat îmbunătățirea calității tensiunii la consumatori în condiții de eficiență economică sporită.

Principalele efecte pozitive ale introducerii treptei de 1 kV ca tensiune nominală a rețelelor electrice de distribuție sunt următoarele [51, 59]:

- *Pentru aceleași lungimi și secțiuni ale liniilor, crește puterea electrică tranzitată* – rezultă posibilitatea creșterii numărului de acționări existente în serviciu simultan în punctele de concentrări maxime de sarcină, la aceleași consumuri tehnologice (limitarea capacității de transport a liniilor electrice este determinată de încărcarea maximă admisibilă din punct de vedere termic, conform recomandărilor tehnice de proiectare);
- *La aceleași puteri vehiculate și aceleași secțiuni ale conductoarelor liniilor electrice, crește lungimea liniilor electrice, la aceleași consumuri tehnologice.* Rezultă creșterea razei de acțiune a posturilor de transformare. Lungimea totală a liniilor electrice nu va depăși lungimea determinată de abaterile maxime admisibile de tensiune în regim
- normal sau de pornire a motoarelor și lungimea limită impusă de protecția împotriva electrocutării;
- *La aceleași valori a puterii tranzitate pe linie, scad pierderile de putere electrică.* Acesta este un avantaj esențial căci pierderile se manifestă pe toată perioada de funcționare a rețelei electrice, rezultând micșorarea consumului de combustibil energetic, ceea ce se rezumă la economii în

capacitățile de producție din centralele electrice, care nu vor mai fi necesare pentru acoperirea pierderilor;

- *La aceleași puteri tranzitate și aceleași lungimi ale liniilor electrice se obține reducerea secțiunii conductoarelor liniilor electrice, la același consum tehnologic, ceea ce înseamnă micșorarea diametrului exterior al conductoarelor și a eforturilor mecanice ce apar la liniile electrice. Conform datelor din literatura de specialitate, rețeaua electrică reprezintă 30 – 40 % din costul instalațiilor electrice, deci prin ridicarea tensiunii de distribuție se pot realiza economii importante de materiale (cupru, aluminiu, plumb, fier, aliaje ale acestora). Reducerea secțiunii liniilor electrice este însă limitată de micșorarea curenților de scurtcircuit și deci de obținerea sensibilității necesare a protecțiilor împotriva acestora;*
- *Se produce o reducere substanțială a pierderilor relative de tensiune electrică. Astfel, în regim normal de funcționare se asigură o tensiune mai mare la bornele echipamentelor de utilizare (se îmbunătățesc considerabil spre exemplu condițiile de pornire ale motoarelor asincrone).*

Este deci evidentă concluzia că prin ridicarea tensiunii nominale a rețelelor de distribuție de joasă tensiune se pot obține importante avantaje tehnice și economice [60, 61].

#### **2.2.2.8. Alegerea soluției optime pentru alimentarea consumatorilor din zona rurală**

Atunci când pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați se optează pentru una dintre soluțiile prezentate mai sus, constând în dezvoltarea unei rețele existente în apropiere, după ce alegerea pe criterii tehnice a soluției a fost făcută, cunoscând ipotezele de evoluție a sarcinilor pe termen lung, va trebui să se imagineze diferite scenarii de realizare a alimentării cu energie electrică din zona studiată, reținându-se în final cea soluție care va conduce la cheltuieli totale actualizate minime, pe o perioadă lungă de timp. Așa cum este cunoscut, aceste cheltuieli cuprind în principal cheltuielile de investiții dar și cheltuielile de exploatare, acestea din urmă incluzând pierderile de energie și consecințele economice ale daunelor cauzate de avariile probabile din rețea.

În urma analizei efectuate pe soluțiile prezentate mai sus, se pot reține sub formă de concluzii următoarele aspecte principale[48, 54, 62, 77]:

➤ Dintre soluțiile de alimentare prin linii electrice cu două conductoare, este de preferat de cele mai multe ori, cea realizată prin racord între două faze ale rețelei trifazate existente în zonă. În raport cu soluția de realizare a unei derivații între fază și pământ, această soluție se caracterizează prin

căderi de tensiune de 2-3 ori mai mici, pierderi mai reduse de putere activă și nu necesită un al patrulea conductor pe axele trifazate principale de alimentare. În schimb ea presupune însă un nivel de izolare superior și deci costuri mai mari la construcția transformatoarelor MT/JT.

➤ Eficiența atât din punct de vedere tehnic cât și economic a soluțiilor care se bazează pe închiderea unor curenți prin sol, depinde în foarte mare măsură de rezistivitatea electrică specifică a solului (maxim admisibil  $500 \Omega \cdot m$ ), de riscul de interferență cu instalațiile de telecomunicații aflate în vecinătate și deci de complicațiile legate de exploatare și protecția persoanelor și animalelor.

➤ Soluția SWER se poate justifica economic doar pentru alimentarea unor consumatori foarte îndepărtați de rețeaua trifazată de alimentare (20 – 40 km), situații foarte rar întâlnite.

➤ Comparativ cu o soluție integral trifazată, utilizarea unei soluții cu derivații monofazate (între două faze), permite realizarea unor economii de 12 – 15 % la MT și 5 – 15 % la JT.

➤ Pentru posturile de transformare monofazate MT/JT este preferată soluția alimentării consumatorilor printr-o rețea de distribuție cu tensiunea nominală de 230 V, aceasta putând fi realizată cu două conductoare active și unul neutru sau cu un conductor activ și unul neutru.

## **2.3 Soluțiile „neconvenționale” de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați**

### **2.3.1 Definirea soluțiilor „neconvenționale” analizate în lucrare**

Așa cum este cunoscut, în România rețelele de distribuție de medie tensiune ce alimentează consumatorii din zonele rurale, au o structură trifazată totală, fără ca neutrul să fie distribuit, configurație similară cu cea vest-europeană prezentată mai sus. Doar în ultimii ani au apărut soluții care au utilizat transformatoare monofazate de MT/JT, pornind tocmai de la restricția, tot mai acută, de minimizare a costurilor pentru construcția rețelelor de alimentare a consumatorilor mici și dispersați. De altfel normativele elaborate în ultimii ani au inclus și această soluție, adaptându-se cerințelor actuale [8]. Tot în această perioadă s-a dezvoltat ideea valorificării complete a nivelului de joasă tensiune, astfel încât au apărut din ce în ce mai multe aplicații ale rețelelor de tensiune nominală 1 kV, pentru care a existat o oarecare întârziere în disponibilitatea aparatajului, dar pentru care existau toate condițiile privind reglementarea domeniilor de proiectare, construcție și exploatare, valoarea de 1 kV aparținând nivelului de joasă tensiune [2, 4, 8].

Se poate afirma că la S.C. Electrica S.A., SDFEE Deva, în prezent S.C. Enel Distribuție Banat, UTR Deva, au fost printre primele realizări din țară privind implementarea celor două soluții noi, denumite în această lucrare „neconvenționale”, autorul fiind unul dintre promotorii acestora, participând totodată ca membru al unei echipe de specialiști și ca manager al companiei, la rezolvarea problemelor complexe necesare asigurării condițiilor de evoluție de la idee la realizare concretă a lor.

Soluțiile „neconvenționale” studiate în lucrare sunt deci concepute pe baza principiului minimizării cheltuielilor de investiții, aplicând două idei principale:

1. utilizarea de rețele de curent alternativ monofazat, ce utilizează transformatoare monofazate coborâtoare și/sau ridicătoare de tensiune, de mică și foarte mică putere și deci linii electrice cu două conductoare;
2. utilizarea unei a doua valori a tensiunii nominale a rețelelor de distribuție, aparținând nivelului de joasă tensiune, cea de 1 kV, pentru creșterea distanțelor de distribuție a puterilor electrice de valori mici și mijlocii.

Așadar problema de fond a lucrării de față este una de optimizare tehnico-economică, constând în găsirea unor noi soluții de alimentare a consumatorilor mici și dispersați, care, pe lângă satisfacerea minimală a acestora (alimentare monofazată, puteri instalate relativ mici), să conducă la obținerea unor costuri mici de investiții și exploatare [55]. Rezolvarea problemei se poate deci obține prin construcția de rețele monofazate, mai ieftine evident decât cele trifazate, apoi prin micșorarea lungimii rețelelor de distribuție de JT prin alimentarea individuală directă sau pe grupuri mici din transformatoare monofazate sau trifazate de mică și foarte mică putere (5 kVA sau chiar 3 kVA). De asemenea, pe distanțe medii, de până la 10 km, liniile electrice aeriene de 20 kV pot fi înlocuite de cele de 1 kV, ceea ce conduce de asemenea la micșorarea costurilor și simplificarea exploatării [66].

Cu alte cuvinte, unul dintre scopurile acestei lucrări este de a găsi acele „zone” aparținând unui plan bidimensional, de coordonate *distanță (față de sursă) - putere vehiculată*, plan ocupat în prezent de soluțiile „clasice” ce sunt utilizate la construcția rețelelor electrice de distribuție, pentru care soluțiile alternative („neconvenționale”) cum sunt sistemele bifazate (monofazate) de 20/0,23 kV sau 1/0,23 kV, sistemele trifazate de 1/0,4 kV, în care sunt instalate transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate sau trifazate, își găsesc locul printr-o mai mare eficiență tehnico-economică.



### 2.3.2. Variantele de rețele ce folosesc soluții neconvenționale, destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați

Pentru a găsi varianta optimă din punct de vedere tehnico-economic, pentru toate combinațiile distanță – putere vehiculată, vor fi studiate și comparate toate variantele de rețele ce folosesc soluțiile neconvenționale precizate. Mai exact, este vorba despre dezvoltări, extinderi ale rețelelor electrice existente, care astfel pot fi considerate „surse” de energie electrică pentru alimentarea zonelor cu consumatori mici și dispersați. Pentru o oarecare structurare, soluțiile noi propuse se pot împărți, în funcție de aceste „surse”, în două grupe:

- racordarea se face la rețeaua de distribuție rurală de medie tensiune, construită de obicei la tensiunea de 20 kV, existentă în apropiere;
- prin racordare la rețeaua de distribuție de joasă tensiune de 0,4 kV, existentă în apropiere.

Din prima grupă au fost studiate în lucrarea de față următoarele variante de rețele:

**Varianta 1** (fig. 2.17). Consumatorii sunt alimentați printr-un transformator monofazat de 20/0,23 kV, racordat între două faze la axul unei LEA trifazate de 20 kV existente în apropierea zonei de interes și rețeaua de distribuție monofazată de 0,23 kV din secundarul acestuia. Soluția este aplicabilă în cazul în care centrul de consum se află la distanța maximă de 1-1,5 km de „sursă”.

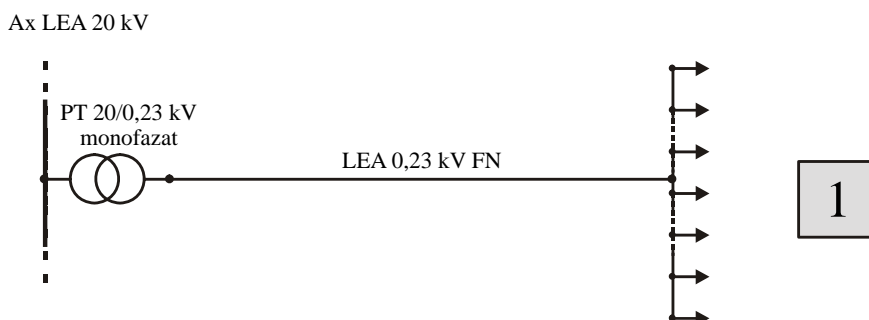


Fig. 2.17. Varianta 1

**Varianta 2** (fig. 2.18). Consumatorii sunt alimentați prin intermediul unei LEA bifazate (2F – cu două conductoare), racordate între două faze la axul unei LEA trifazate de 20 kV existente în apropierea zonei de interes, un transformator monofazat coborâtor de 20/0,23 kV racordat la capătul acestei derivații și rețeaua de distribuție monofazată de 0,23 kV aferentă. Soluția este aplicabilă în cazul în care centrul de consum se află la o distanță de câțiva km (chiar 10-15 km) de „sursă”.

**Varianta 3** (fig. 2.18). Similară cu varianta 2, deosebirea constând în aceea că rețeaua bifazată de 20 kV merge până foarte aproape de consumatori, rețeaua de distribuție de joasă tensiune fiind mult restrânsă,



consumatorii fiind alimentați individual sau în grupuri mici prin transformatoare monofazate de 20/0,23 kV, de foarte mică putere.

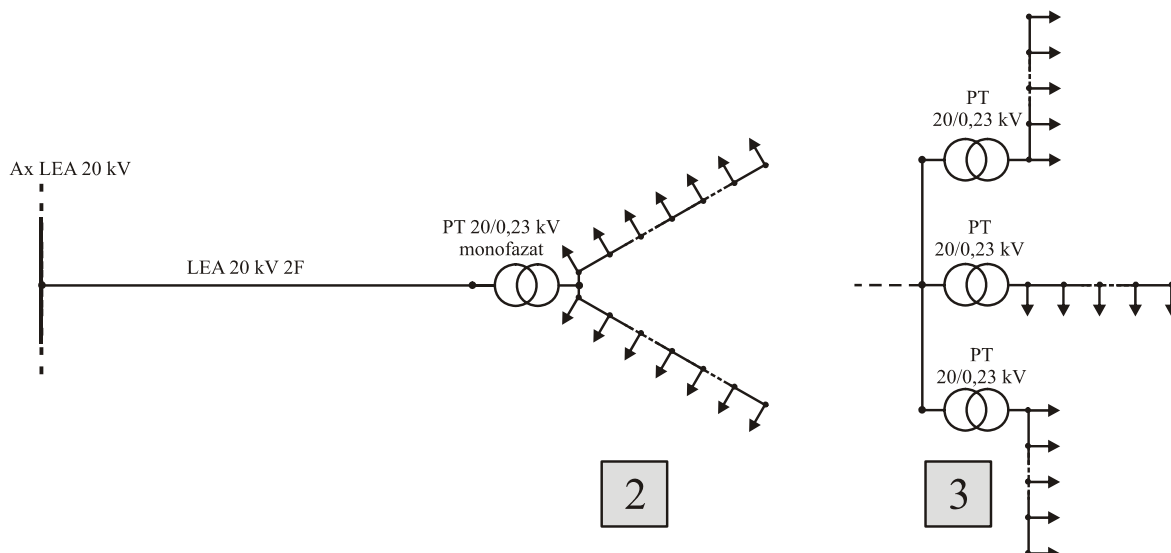


Fig. 2.18. Variantele 2 și 3

**Varianta 4** (fig. 2.19). Centrul de consum se află la o distanță de câțiva km de axul LEA 20 kV, alimentarea rețelei de distribuție făcându-se printr-o LEA bifazată de 1 kV, alimentată printr-un transformator monofazat de 20/1 kV, racordat între două faze la axul unei LEA trifazate de 20 kV existente în apropierea zonei de interes. Tensiunea nominală a rețelei de joasă tensiune este asigurată printr-un singur transformator coborât monofazat de 1/0,23 kV.

**Varianta 5** (fig. 2.19). Similară cu varianta 4, deosebirea constând în aceea că rețeaua bifazată de 1 kV merge până foarte aproape de consumatori, rețeaua de distribuție de joasă tensiune fiind mult restrânsă, consumatorii fiind alimentați individual sau în grupuri mici prin transformatoare monofazate de 1/0,23 kV, de foarte mică putere.

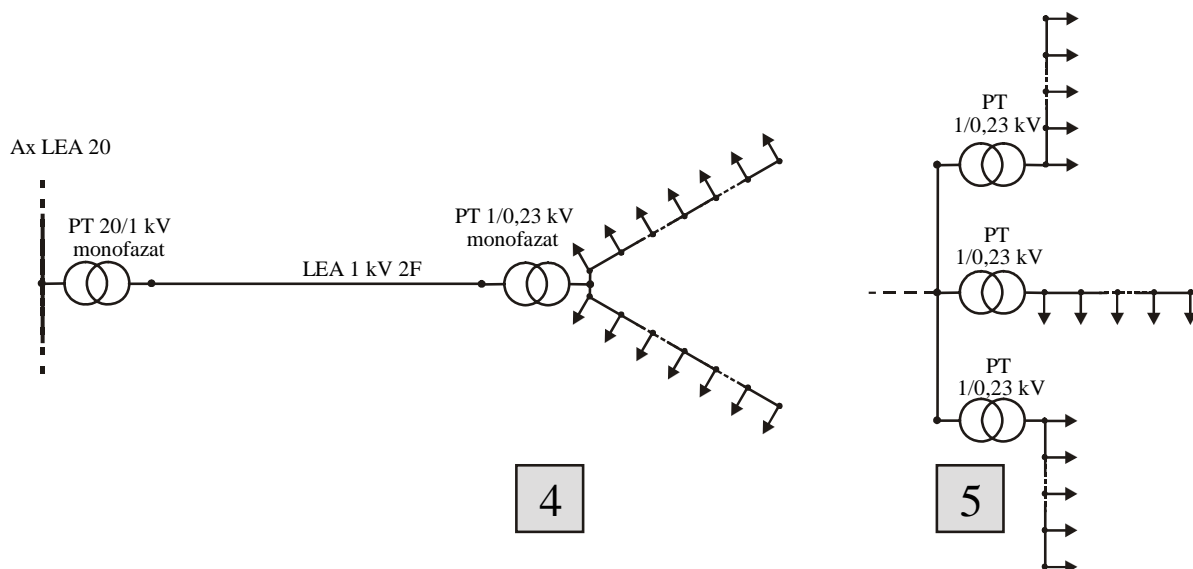


Fig. 2.19. Variantele 4 și 5.

**Varianta 6** (fig. 2.20). Similară cu varianta 4, cu deosebirea că întregul sistem este în construcție trifazată. Cheltuielile de investiții la aceeași putere electrică distribuită și aceeași distanță sunt mai mari dar distanțele față de „sursă” pot fi mai mari datorită pierderilor mai mici de tensiune.

**Varianta 7** (fig. 2.20). Similară cu varianta 6, deosebirea constând în aceea că rețeaua trifazată de 1 kV merge până foarte aproape de consumatori, rețeaua de distribuție de joasă tensiune fiind mult restrânsă, consumatorii fiind alimentați individual sau în grupuri mici prin transformatoare monofazate de 1/0,23 kV de foarte mică putere.

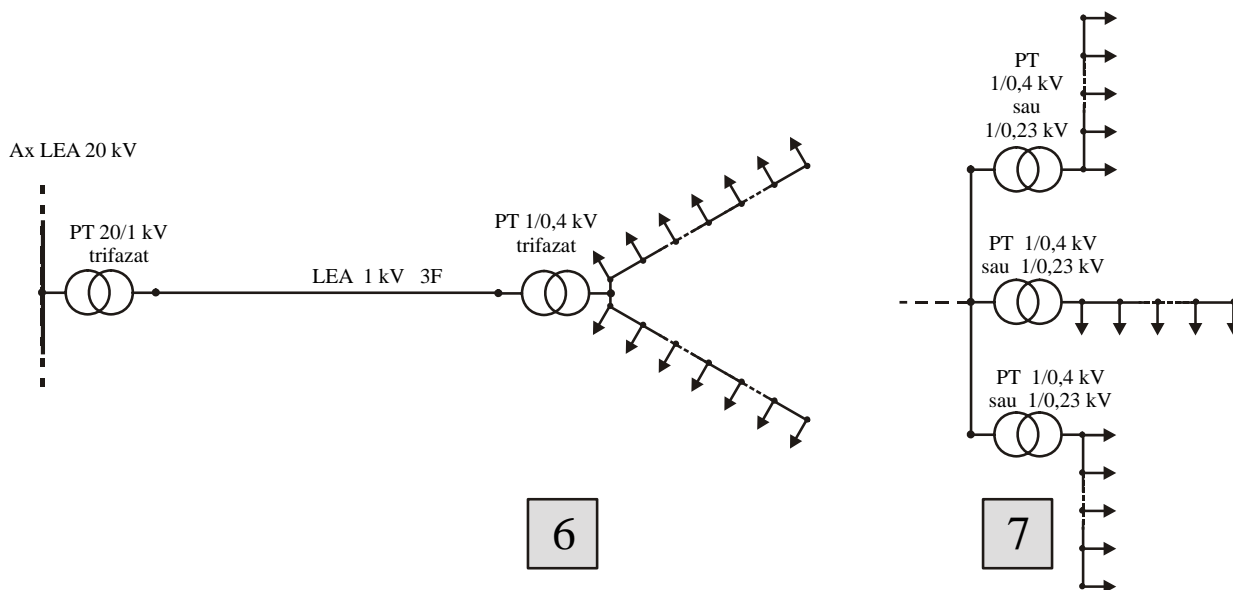


Fig. 2.20. Variantele 6 și 7.

Variantele din grupa a doua sunt aplicabile atunci când „sursa”, de obicei un transformator de MT/JT aflat în apropierea zonei de interes, are suficientă rezervă de putere pentru alimentarea consumatorilor suplimentari. Din această grupă fac parte variantele:

**Varianta 8** (fig. 2.21). Pe bara de joasă tensiune a PT existent, se racordează un transformator ridicător de tensiune 0,4/1 kV trifazat, ce alimentează o LEA trifazată de 1 kV, la capătul căreia se montează un transformator coborâtor de 1/0,4 kV, de asemenea trifazat, ce alimentează rețeaua de distribuție de joasă tensiune. Ca și în cazul variantelor 2-7, centrul de consum se află la o distanță de câțiva km față de „sursă”.

**Varianta 9** (fig. 2.21). Similară cu varianta 8, deosebirea constând în aceea că rețeaua trifazată de 1 kV merge până foarte aproape de consumatori, rețeaua de distribuție de joasă tensiune fiind mult restrânsă, consumatorii fiind alimentați individual sau în grupuri mici prin transformatoare monofazate de 1/0,23 kV de foarte mică putere.

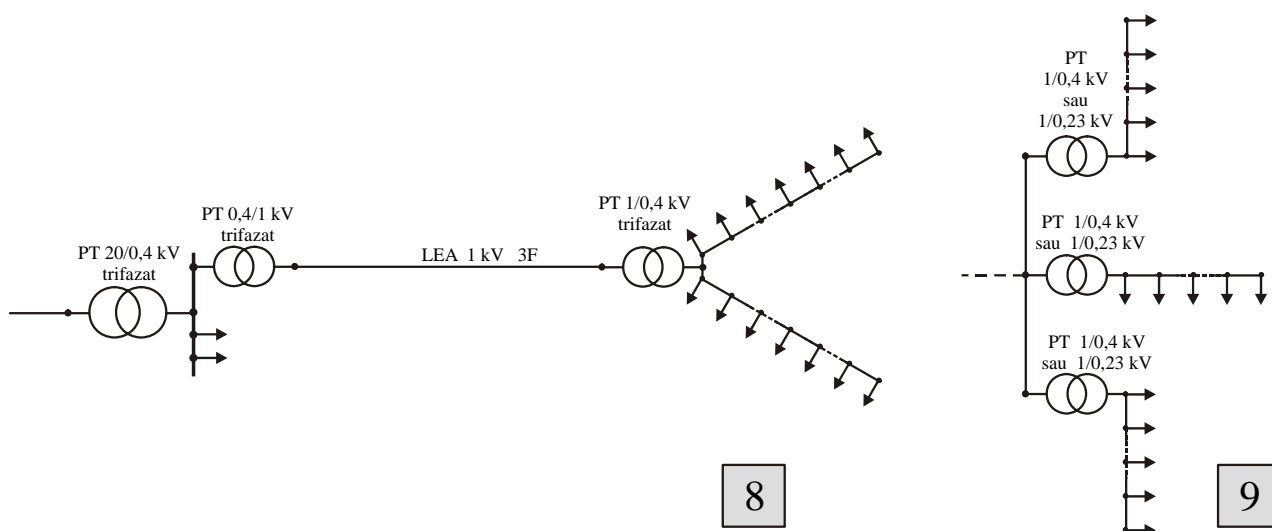


Fig. 2.21 Variantele 8 și 9

**Variantele 10 și 11** (fig. 2.22). Sunt similare cu variantele 8 respectiv 9, cu deosebirea că întregul sistem este monofazat. Cheltuielile de investiții la aceeași putere electrică distribuită și aceeași distanță sunt mai mici dar și distanțele față de „sursă” sunt mai mici datorită pierderilor mai mari de tensiune.

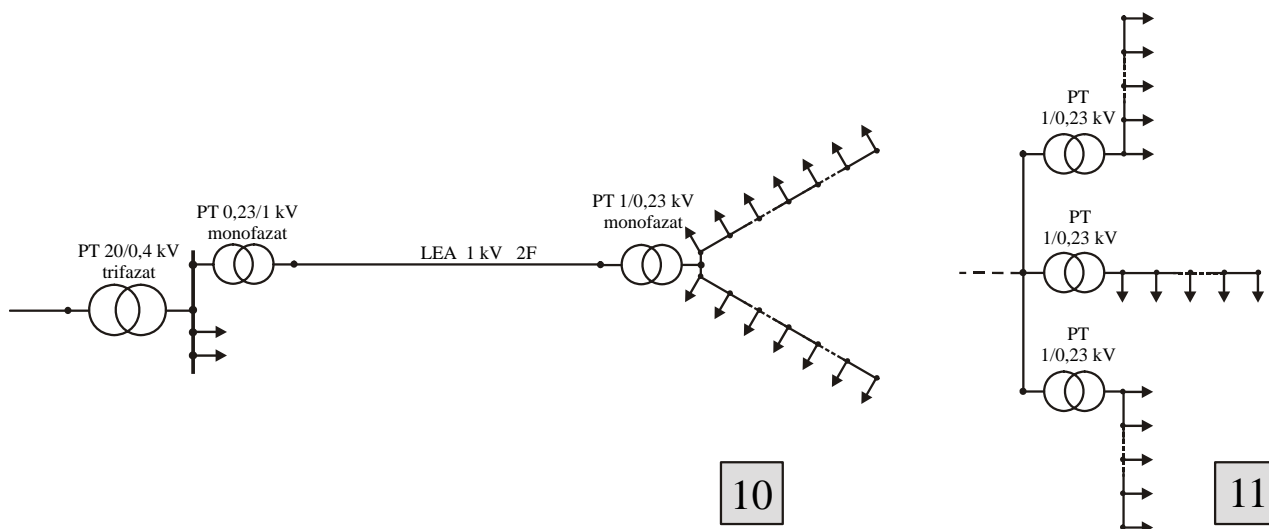


Fig. 2.22. Variantele 10 și 11.

Așa cum se poate remarca, nu se propune aplicarea soluției de tip SWER, chiar dacă aceasta poate să conducă, în anumite condiții, la minimizarea costurilor de investiții. Motivul îl constituie riscul ridicat al producerii de accidente prin electrocutare, ca urmare a deteriorării în timp a proprietăților solului respectiv ale prizelor de pământ. De aceea, deși nu este precizat în normative, autorul este de părere că și în România trebuie să fie adoptat principiul francez, de interzicere a sistemelor ce utilizează căi de închidere a curenților de lucru, prin sol.

Soluția utilizării de derivații monofazate racordate la sistemele principale trifazate respectiv a transformatoarelor monofazate de MT/JT este în mod curent utilizată în rețelele de distribuție vest-europene, pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați. În imaginile din figura 2.23 se prezintă câteva astfel de transformatoare, de fabricație ABB și modul de instalare a acestora în posturi de transformare aeriene (PTA). Execuția transformatoarelor se face de obicei pentru o clasificare în clasa "maintenance free" ceea ce conduce la configurații extrem de simple ale PTA, la o exploatare comodă și eficientă a acestora.

Pentru a putea face însă comparația variantelor, este necesar a se stabili mai întâi lungimile limită ale tipurilor de linii folosite în structura rețelelor ce folosesc soluțiile neconvenționale descrise mai sus.

Între criteriile tehnice utilizate în proiectarea rețelelor electrice de distribuție, există două prin aplicarea cărora se limitează lungimea unei linii electrice:

1. nedepășirea pierderii maxime admisibile de tensiune – în punctele de consum cele mai îndepărtate de sursă (PT), tensiunea în regimul normal de sarcină maximă, trebuie să aibă o valoare cuprinsă în banda admisibilă, impusă pentru tipul respectiv de rețea;

2. asigurarea sensibilității protecțiilor la scurtcircuite pe linie – curentul de scurtcircuit în punctul cel mai îndepărtat față de sursă trebuie să fie suficient de mare pentru a putea fi sesizat și deconectat de către protecția liniei.

În capitolele lucrării se stabilesc mai întâi lungimile limită impuse de cele două criterii precizate mai sus, după care, cunoscând lungimile limită și impunând o anumită structură a sarcinii, se analizează aplicabilitatea din punct de vedere tehnic a fiecăreia dintre cele 11 variante. Varianta optimă pentru fiecare combinație *distanță – sarcină vehiculată*, va fi cea mai ieftină dintre cele care satisfac restricțiile tehnice impuse.

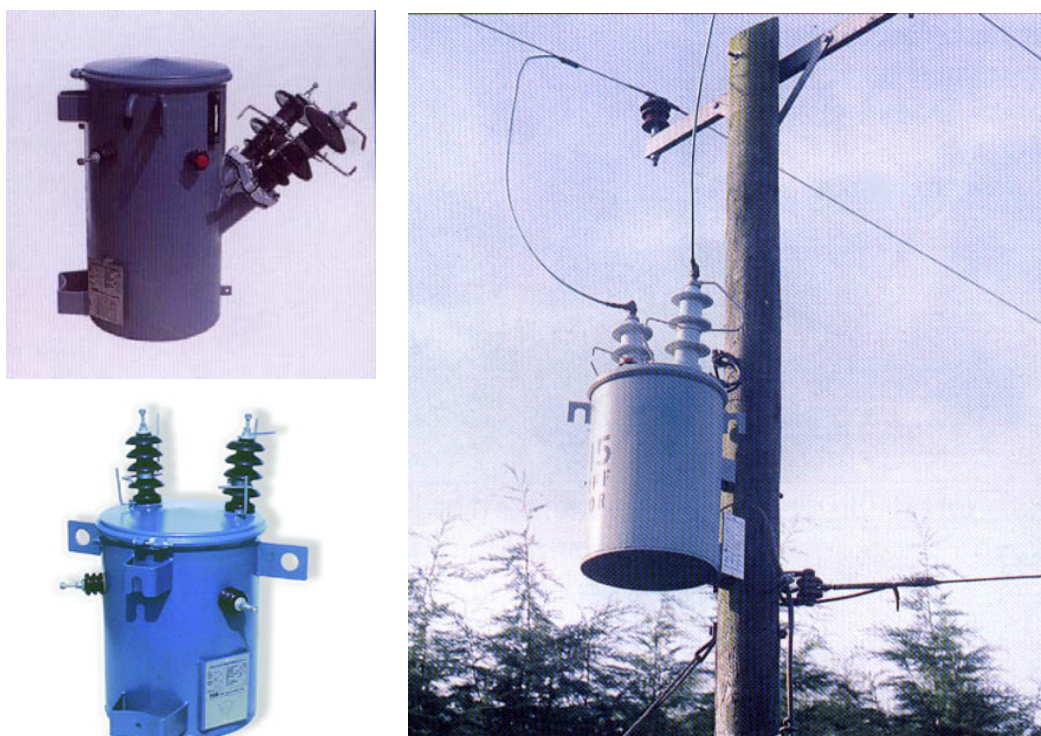


Fig. 2.23 Transformatoare și PTA monofazate.

## 2.4 Concluzii și contribuții

Capitolul al doilea este destinat prezentării succinte a soluții de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați, în contextul mondial și național al continuării electrificării.

Este știut faptul că o mare parte a populației ce trăiește în zonele rurale ale țărilor în curs de dezvoltare, nu are acces la serviciul public de alimentare cu energie electrică, nici măcar pentru acoperirea nevoilor de bază.

Electrificarea zonelor rurale încă neelectrificate, trebuie să fie realizată printr-o coordonare cât mai bună posibilă, între resursele financiare și mijloacele tehnice cele mai bine adaptate pentru asigurarea pe de o parte a condițiilor de existență și confort satisfăcătoare și pe de altă parte a dezvoltării economice, prin sectoarele sale productive (agricol, artizanat, al micii industrii în general), comercial și chiar turistic.

În România, deși în ultimii zeci de ani s-au făcut eforturi considerabile pentru alimentarea cu energie electrică a tuturor zonelor țării, au rămas relativ multe așezări umane, cu preponderență în zonele montane greu accesibile, care nu au fost racordate la rețelele electrice de distribuție. Pe de altă parte, schimbările socio-economice din ultima perioadă au favorizat apariția de noi ferme agricole, cabane silvice, case de vacanță, exploatare forestiere, dar și instalații pentru telecomunicații etc., aflate la distanțe relativ mari de infrastructura existentă, pentru care alimentarea cu energie electrică a devenit o condiție necesară unei funcționări eficiente. Acești potențiali consumatori de energie electrică sunt clasificați ca fiind mici, dispersați și/sau izolați. Ei se află la o distanță relativ mică ( $0 \div 10(20)$  km) față de cea mai apropiată rețea de distribuție publică, pentru alimentarea lor putându-se opta fie pentru racordarea la aceste rețele, fie pentru utilizarea sistemelor ce valorifică resursele regenerabile (sisteme fotovoltaice, eoliene, hidroenergetice de mică putere) pentru care în România se găsesc deseori condițiile necesare unei funcționări eficiente.

În capitolul de față se prezintă foarte succint aceste sisteme, inclusiv sub aspect economic, tocmai pentru a demonstra că ele rămân fezabile doar ca alternativă la soluțiile de racordare la rețelele de distribuție publică, din următoarele considerente:

- instalarea de sisteme individuale de producere a energiei electrice din resurse regenerabile necesită eforturi financiare mari, greu de suportat de către un număr mic de utilizatori. Nici soluțiile convenționale sau „neconvenționale” de racordare la rețelele existente nu sunt ieftine, dar acestea pot fi finanțate mai ușor de către comunități, inclusiv în parteneriat public-privat, mai ales atunci când aceste soluții pot constitui baza unei dezvoltări ulterioare a zonei.
- racordul la rețelele de distribuție publică presupune existența unui contract de furnizare, ce include serviciul de intervenție în caz de avarii sau deranjamente, necesar pentru asigurarea continuității în alimentare, care nu presupune costuri suplimentare din partea consumatorilor și care sunt mai ușor de suportat de către o companie de distribuție. Nu același lucru se poate afirma în cazul sistemelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile, care pe de o parte necesită intervenții mai frecvente și pe de altă parte impun costuri suplimentare pentru servicii specializat.

- sursele regenerabile de energie electrică nu pot conta pe o disponibilitate constantă a agentului primar (soare, vânt, apă) ci mai degrabă pe o variație aleatoare a acestora. Ele vor avea de aceea o structură hibridă, tocmai pentru a îmbunătăți flexibilitatea acțiunii agentului primar, ceea ce le va crește o dată în plus costurile specifice.

În România, tipic pentru majoritatea potențialilor consumatori de energie electrică este faptul că se află la astfel de distanțe de rețelele de distribuție existente, încât poate fi justificată din punct de vedere tehnico-economic, alimentarea lor prin aplicarea de soluții de extindere a rețelelor existente. Unele dintre aceste soluții, din dorința de a se obține cheltuieli de investiții minime, pot recurge la variante care se abat de la cele convenționale, prin valoarea tensiunii nominale, prin numărul de faze sau numărul de conductoare, ceea ce face să fie denumite în continuare „neconvenționale”.

Pentru a înțelege modul în care s-a ajuns la promovarea acestor soluții, inclusiv prin lucrarea de față, capitolul al doilea trece în revistă, mai întâi, principalele aspecte care fundamentează concepțiile actuale privind proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate în general alimentării zonelor rurale și în particular a consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați:

- Analiza condițiilor cu caracter general:
  - Prognoza consumului de energie electrică;
  - Evaluarea condițiilor de natură electrică;
  - Analiza condițiilor de natură geografică;
  - Analiza restricțiilor cuprinse în reglementările locale;
  - Stabilirea nivelului de medie tensiune;
  - Dimensionarea conductoarelor liniilor;
- Principalele tipuri de configurații ale rețelelor de distribuție rurale:
  - Sisteme trifazate integral;
  - Sisteme mixte trifazat-monofazat;
- Detalii constructive ale sistemului MALT;
- Analiza comparativă a configurațiilor principale ale rețelelor de distribuție;
- Reducerea la limită a costurilor prin utilizarea sistemului de distribuție SWER;
- Alegerea soluției optime pentru alimentarea consumatorilor din zona rurală.

Este argumentată temeinic opinia autorului referitoare la evitarea sistemului de distribuție monofazată cu un singur conductor de dus și



întoarcere prin pământ (SWER), inclusiv prin descrierea elementelor tehnice care au stat la baza proiectării unui astfel de sistem, construit cu titlu experimental, în România. Deși în aparență soluția folosirii unui singur conductor duce la o reducere substanțială a costurilor de investiție, structura unui astfel de sistem nu poate fi simplificată foarte mult, mai ales în ceea ce privește circuitele secundare de comandă și control, deoarece nu pot fi încălcate standardele și normativele în vigoare. Dezavantajul cel mai pronunțat constă însă în imposibilitatea sistemului de a-și păstra nealterate valorile rezistențelor prizelor de pământ, care în acest caz au rol de conducție a curenților de sarcină, fapt ce determină creșterea riscurilor privind securitatea persoanelor și animalelor.

În schimb sunt susținute obiectiv avantajele tehnico-economice ale introducerii unei noi trepte de tensiune normalizată aparținând domeniului de joasă tensiune - cea de 1 kV, soluție care se va regăsi de altfel printre cele studiate și promovate în prezenta lucrare.

Prezentarea este astfel structurată încât se pot remarca imediat soluțiile tehnice aplicate pe scară largă pe plan mondial, dar care nu sunt aplicate deloc sau pe scară foarte restrânsă, pe plan național:

- extinderea utilizării rețelelor monofazate de medie și joasă tensiune și deci a transformatoarelor monofazate, de mică și foarte mică putere nominală;
- creșterea numărului de trepte de tensiune nominală (normalizată).

Se definește în acest context problema de fond a lucrării de față, ca fiind una de optimizare tehnico-economică, constând în găsirea unor noi soluții de alimentare care a consumatorilor mici și dispersați, care, pe lângă satisfacerea minimală a acestora (alimentare monofazată, puteri instalate relativ mici), să conducă la obținerea unor costuri mici de investiții și exploatare. Pentru rezolvarea problemei sunt propuse soluții ce constau pe de o parte în construcția de rețele monofazate, mai ieftine evident decât cele trifazate iar pe de altă parte în micșorarea lungimii rețelelor de distribuție de JT prin alimentarea individuală directă sau pe grupuri mici de consumatori, din transformatoare monofazate sau trifazate de mică și foarte mică putere (5 kVA sau chiar 3 kVA). De asemenea, pe distanțe medii, de până la 10 km, liniile electrice aeriene de 20 kV pot fi înlocuite de cele de 1 kV, ceea ce conduce la micșorarea costurilor și simplificarea exploatarei.

Altfel spus, unul dintre scopurile acestei lucrări este de a găsi acele „zone” aparținând unui plan bidimensional, de coordonate *distanță (față de sursă)* - *putere vehiculată*, plan ocupat în prezent de soluțiile „clasice”, convenționale, utilizate la construcția rețelelor electrice de distribuție, zone pentru care soluțiile alternative (denumite în lucrare „neconvenționale”) cum

sunt sistemele bifazate (monofazate) de 20/0,23 kV sau 1/0,23 kV, sistemele trifazate de 1/0,4 kV, în care sunt instalate transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate sau trifazate, își găsesc locul printr-o mai mare eficiență tehnico-economică.

Identificarea variantelor optime se face prin analiza a 11 variante de rețele propuse de autor, ce folosesc soluțiile neconvenționale precizate. Mai exact, este vorba despre dezvoltări, extinderi ale rețelelor electrice existente, care astfel pot fi considerate „surse” de energie electrică pentru alimentarea zonelor cu consumatori mici și dispersați. Pentru structurare, soluțiile noi propuse se pot împărți, în funcție de tipul acestor „surse”, în două grupe:

- a) prin racordare la rețeaua de distribuție rurală de medie tensiune, construită de obicei la tensiunea nominală de 20 kV, existentă în zonă;
- b) prin racordare la rețeaua de distribuție de joasă tensiune de 0,4 kV, existentă în zonă.

### **Contribuții originale**

Cele mai importante contribuții originale ale autorului, ce se regăsesc în conținutul acestui capitol, sunt următoarele:

1. sinteza bibliografică privind principalele aspecte care fundamentează concepțiile actuale privind proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate alimentării zonelor rurale caracterizate prin prezența consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați;
2. analiza sintetică privind structura și principiile de funcționare ale principalele tipuri de sisteme de distribuție rurale, clasificate după configurația acestora: sisteme trifazate integral respectiv sisteme mixte trifazat-monofazat;
3. analiza comparativă a celor mai importante tipuri de structuri ale sistemelor de distribuție dezvoltate pe plan mondial: sistemul mixt cu neutrul distribuit (nord-american) respectiv cel mixt fără neutrul distribuit (vest-european);
4. definirea soluțiilor „neconvenționale” studiate în lucrare, concepute pe baza principiului minimizării cheltuielilor de investiții, rezultate prin aplicarea a două idei principale: utilizarea de rețele monofazate, ce includ transformatoare monofazate de mică și foarte mică putere și deci linii electrice cu două conductoare, respectiv utilizarea unei a doua valori a tensiunii nominale a rețelelor de distribuție, aparținând nivelului de joasă tensiune, cea de 1 kV, prin care se obține creșterea distanțelor de distribuție a puterilor electrice de valori mici și mijlocii;

5. definirea celor 11 variante de rețele, ce aplică soluțiile noi, neconvenționale precizate, pe care se construiește apoi întreaga structură a lucrării, constând mai întâi în identificarea „zonelor” distanță-lungime pentru care utilizarea acestora este cea mai economică, respectiv a modului de implementare practică a acestora.

# 3. LIMITE REZULTATE DIN IMPUNEREA RESTRICȚIILOR PENTRU REGIMURILE NORMALE DE FUNCȚIONARE

## 3.1. Introducere

Acest capitol își propune stabilirea lungimilor maxime pe care le poate avea o rețea electrică de distribuție, din punct de vedere al pierderilor de tensiune.

Deoarece pierderile de tensiune depind de tipul constructiv al rețelei, de configurația acesteia, de secțiunea conductoarelor active și de puterea electrică vehiculată, s-au luat în discuție toate tipurile de linii electrice ce intervin în acest studiu, având diverse valori ale secțiunii conductoarelor și puterilor electrice vehiculate.

## 3.2. Calculul preliminar al pierderilor de tensiune și putere activă

Într-o primă etapă s-a urmărit determinarea valorilor orientative, în mărimi absolute și procentuale ale pierderilor de tensiune (aproximate ca fiind egale cu componentele longitudinale respective ale căderilor de tensiune) și ale pierderilor de putere activă pentru liniile electrice considerate, în funcție de secțiunea conductoarelor active, mărimea puterii electrice vehiculate și lungimea liniei [31, 53, 86, 88]. Pentru aceasta, în fiecare caz s-a considerat o linie electrică radială, alimentând o sarcină concentrată, utilizând datele inițiale prezentate în tabelul 3.1.

Tabelul 3.1. Datele inițiale pentru calculul orientativ a pierderilor de tensiune și pierderilor de putere activă

Tipul liniei	Secțiunea cond. active	Puterea activă a sarcinii ( $\cos \varphi = 0,85$ )	Lungimea liniei
LEA 0,23 kV monofazată, conductoare neizolate	16...70 mm <sup>2</sup>	1200...2000 W	1...1000 m
LEA 0,23 kV monofazată, conductoare izolate torsadate	16...70 mm <sup>2</sup>	1200...2000 W	1...1000 m
LEA 0,4 kV trifazată, conductoare neizolate	16...70 mm <sup>2</sup>	1000...5000 W	1...1000 m

LEA 0,4 kV trifazată, conductoare izolate torsadate	16...70 mm <sup>2</sup>	1000...5000 W	1...1000 m
LEA 1 kV trifazată, conductoare neizolate	16...95 mm <sup>2</sup>	1000...12000 W	1000...5000 m
LEA 1 kV trifazată, conductoare izolate torsadate	16...95 mm <sup>2</sup>	1000...12000 W	1000...5000 m
LEA 20 kV trifazată, conductoare neizolate	35...95 mm <sup>2</sup>	200...1000 kW	10...20 km

Pentru fiecare caz în parte, parametrii echivalenți longitudinali ai liniilor electrice (rezistența și reactanța inductivă), în funcție de secțiunea nominală a conductoarelor, sunt date ca mărimi inițiale în fișa de calcul Mathcad corespondentă. Rezultatele calculului, selectate în general pentru a evidenția situațiile cele mai defavorabile, se prezintă în anexe, după cum urmează:

- Cazul 1. LEA 230 V, monofazată, conductoare neizolate (2 cond.) – Anexa 1;
- Cazul 2. LEA 230 V, monofazată, conductoare izolate torsadate (2 cond.) – Anexa 2;
- Cazul 3. LEA 400 V, trifazată, conductoare neizolate – Anexa 3;
- Cazul 4. LEA 400 V, trifazată, conductoare izolate torsadate – Anexa 4;
- Cazul 5. LEA 1 kV, trifazată, conductoare neizolate – Anexa 5;
- Cazul 6. LEA 1 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate – Anexa 6;
- Cazul 7. LEA 20 kV, trifazată, conductoare neizolate – Anexa 7;

Notațiile pentru mărimile folosite, sunt evidente. Calculele au fost efectuate de fiecare dată, considerând 4-5 trepte de secțiuni standardizate pentru conductoarele active, respectiv 5 trepte pentru puterile active ale sarcinii alimentate, apreciind un factor de putere mediu de valoare  $\cos \varphi = 0,85$ . Firește, valorile puterilor active ale consumatorilor sunt mici, situate în domeniul caracteristic consumatorilor mici și dispersați, ce constituie subiectul lucrării de față.

Pentru fiecare treaptă a sarcinii, s-a reprezentat grafic dependența pierderilor de tensiune (aproximată prin valoarea componentei longitudinale a căderii de tensiune) și a pierderilor de putere activă, atât în valori absolute cât și în valori procentuale, de lungimea liniei electrice, pentru toate cele 4-5 trepte ale secțiunii.

Această triplă dependență a pierderilor de tensiune și a pierderilor de putere activă de secțiunea și lungimea conductoarelor liniei respectiv de sarcina alimentată, permite o reprezentare tridimensională foarte intuitivă și ușor de utilizat. Pentru fiecare valoare a lungimii liniei, în spațiul tridimensional ( $\Delta U$ ,  $S$ ,  $P_c$ ) respectiv ( $\Delta P$ ,  $S$ ,  $P_c$ ), va rezulta un plan al valorilor pentru  $\Delta U$  respectiv  $\Delta P$ , corespunzătoare perechilor de coordonate ( $S$ ,  $P_c$ ). Pentru a facilita comparația vizuală cu valoarea limită a pierderii de tensiune, de 10 %  $U_n$ , în spațiul tridimensional ( $\Delta U$ ,  $S$ ,  $P_c$ ) s-a amplasat

“planul limită” ( $u, S, P_c$ ), paralel cu planul ( $0, S, P_c$ ). Valorile acceptate ale pierderilor de tensiune sunt cele situate sub nivelul acestui „plan”.

Se prezintă mai jos câteva concluzii ale acestui studiu:

**Cazul 1.** (Fig. 3.1) La o lungime de 1000 m a liniei valoarea limită a pierderii de tensiune se atinge la o sarcină de 2000 W și o secțiune de 25 mm<sup>2</sup>. Conform criteriului pierderii de tensiune, rezultă ca valoare optimă a secțiunii, cea de 35 mm<sup>2</sup> ( $\Delta U_{\max} = 7,5 \%$ ). Pierderile de putere activă s-ar situa însă la o valoare ridicată (8,3 %). Pentru a le micșora în jurul unei valori rezonabile de 4 % ar trebui fie să se dubleze secțiunea la valoarea de 70 mm<sup>2</sup>, fie să se înjumătățească lungimea liniei, la 500 m.

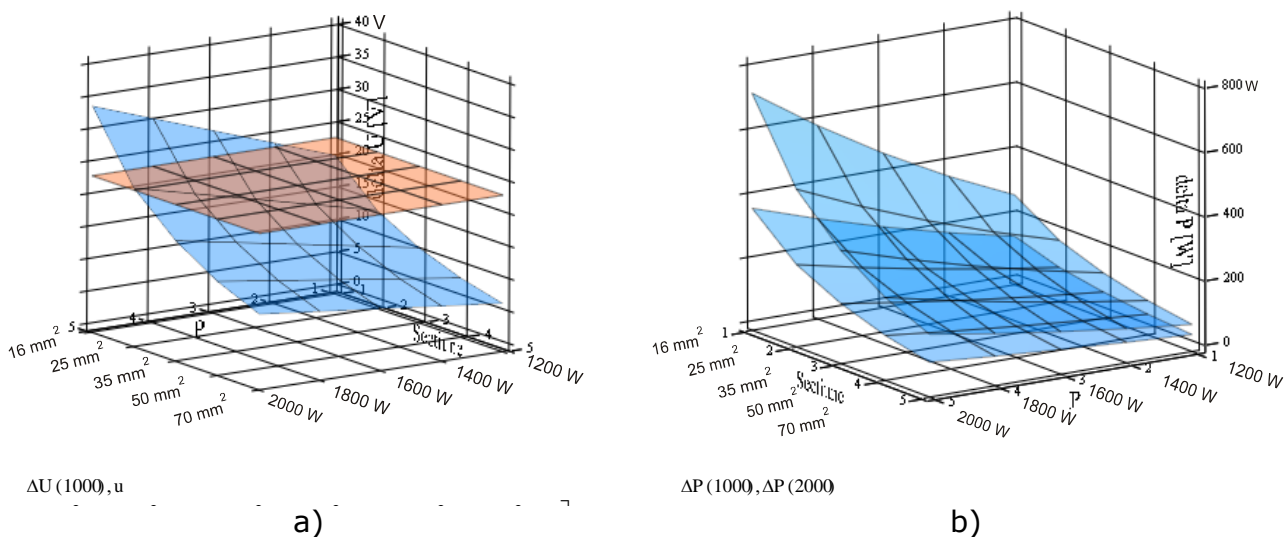


Fig. 3.1. Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare neizolate (2 cond.)

**Cazul 2.** (Fig. 3.2) Situația este în mică măsură diferită față de cea anterioară, linia având în acest caz conductoare izolate torsadate, deci reactanțele echivalente longitudinale mult mai mici, ceea ce înseamnă că la aceeași lungime și secțiune, aceeași sarcină alimentată va produce pierderi de tensiune mai mici. Diferențele nu sunt însă mari deoarece puterea reactivă vehiculată este mult mai mică decât cea activă. Rezistențele echivalente fiind aceleași, pierderile de putere activă, la aceleași secțiuni, lungimi și sarcini, sunt identice cu cele din cazul precedent, motiv pentru care nu au mai fost figurate. De

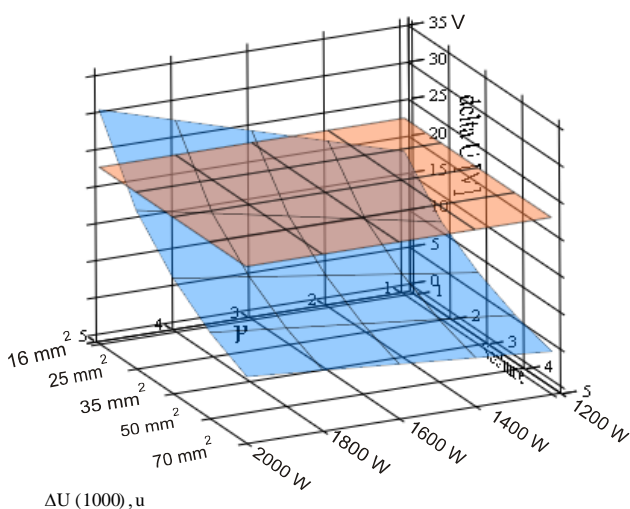


Fig. 3.2 Pierderile de tensiune în cazul LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare izolate torsadate

menționat că atât pierderile de tensiune cât și pierderile de putere activă, se produc atât pe conductorul de fază cât și pe cel de nul (neutru distribuit).

**Cazul 3.** (Fig. 3.3) În mod evident, linia trifazată de 0,4 kV are o capacitate de transfer a sarcinii mai mare decât cea de 0,23 kV. Din acest motiv nu s-au considerat aceleași sarcinii cu cele anterioare, pentru a face o comparație, ci sarcini care să pună în evidență limitele din punct de vedere al pierderilor de tensiune. O sarcină de 5 kW, produce pe o astfel de linie, având secțiunea de  $25 \text{ mm}^2$  și lungimea de 1000 m, o pierdere de tensiune sub 4,5 % și deci sub 9,5 % pentru o lungime de 2000 m. Pentru a menține însă pierderile de putere activă la valori rezonabile, în jur de 4 %, secțiunea conductoarelor ar trebui să fie  $35 \text{ mm}^2$ , respectiv  $70 \text{ mm}^2$ .

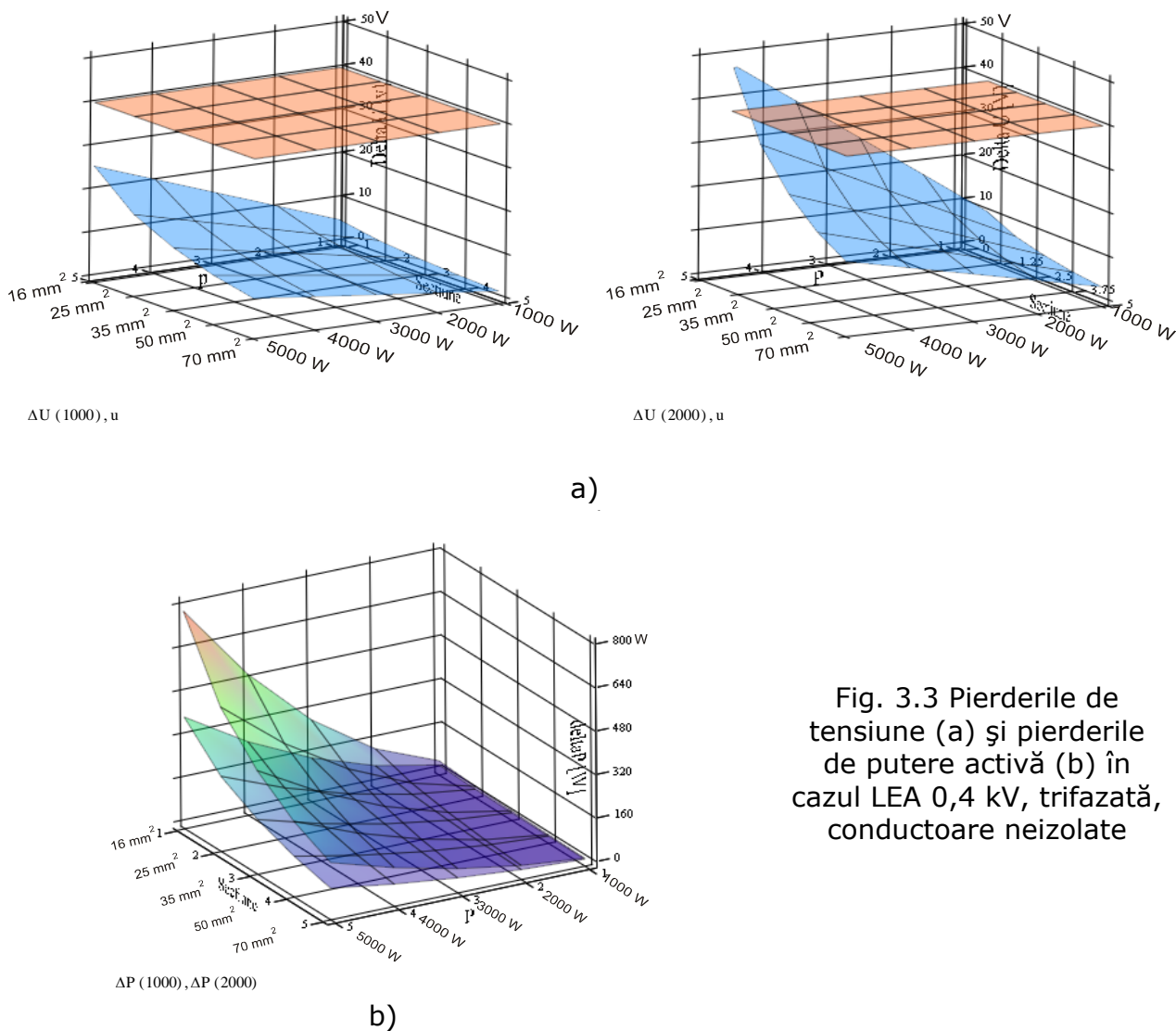


Fig. 3.3 Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate



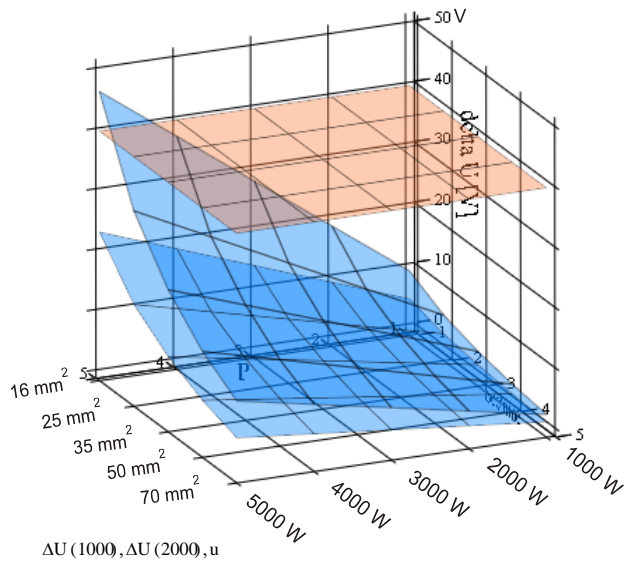
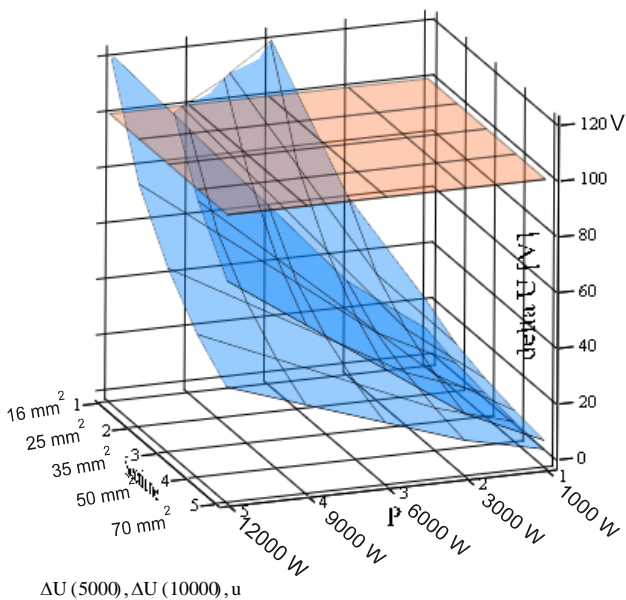


Fig. 3.4 Pierderile de tensiune în cazul LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate.

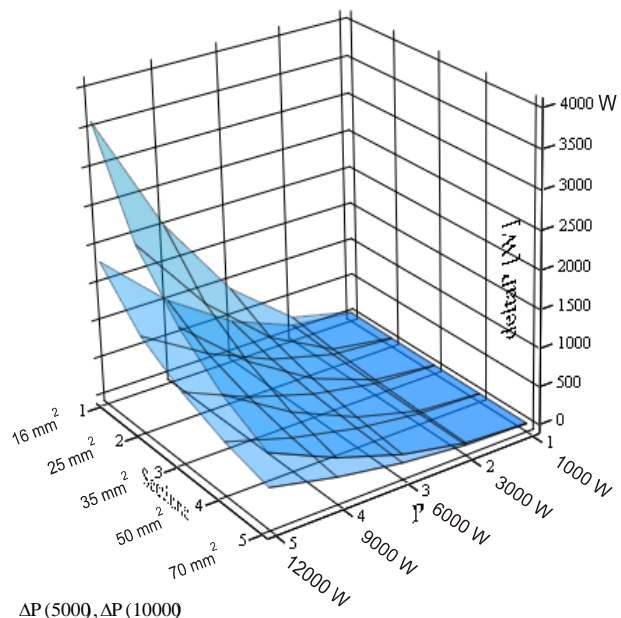
**Cazul 4.** (Fig. 3.4) Ca urmare a micșorării reactanțelor echivalente longitudinale, linia cu conductoare izolate torsadate va produce pierderi de tensiune mai mici (la aceeași secțiune, lungime și sarcină). Diferențele față de cazul anterior sunt însă mici, deoarece sarcina reactivă vehiculată pe linie este mult mai mică decât cea activă.

**Cazul 5.** (Fig. 3.5) Ridicând valoarea tensiunii nominale la limita maximă a nivelului de joasă tensiune în condițiile păstrării aceleiași structuri a liniei ca la tensiunea nominală de 0,4 kV și a

extinderii valabilității prescripțiilor tehnice de proiectare, execuție și exploatare până la tensiunea de 1 kV inclusiv, se obține practic o creștere a lungimilor maxime ale liniilor impuse de restricția pierderilor maxime admisibile de tensiune.



a)



b)

Fig. 3.5 Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 1 kV, trifazată, conductoare neizolate

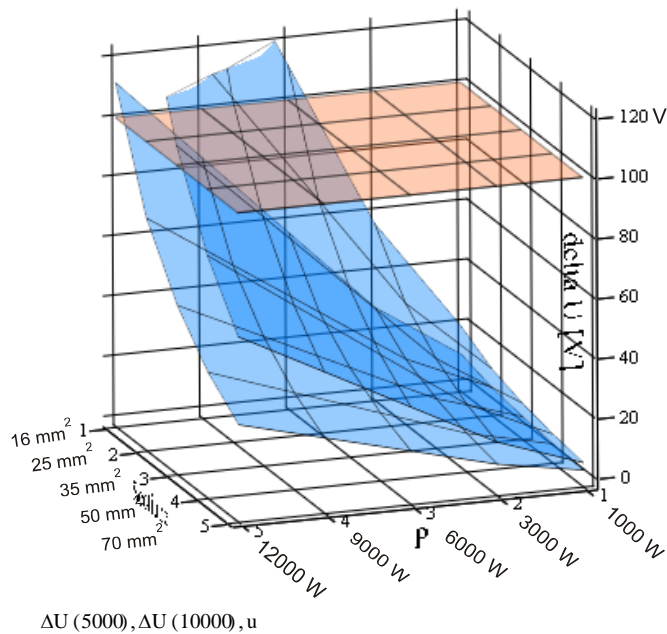
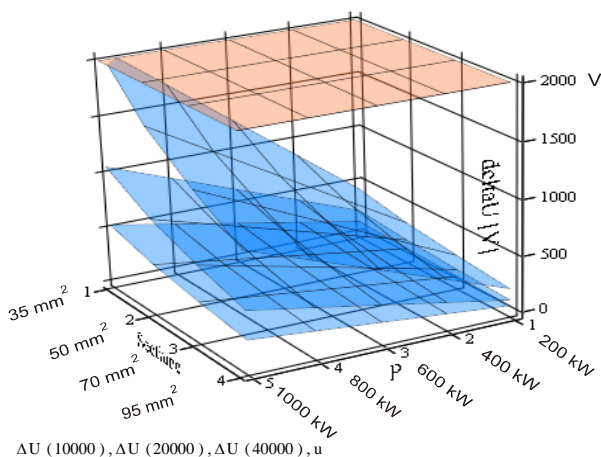


Fig. 3.6 Pierderile de tensiune în cazul LEA 1 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate.

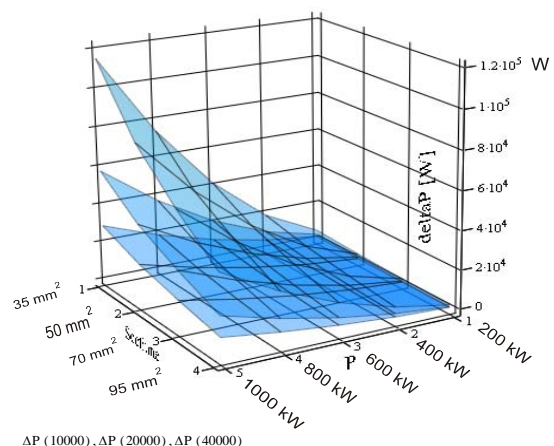
echivalent cu creșterea lungimilor maxime. De reținut asocierea 10 kW/10 km ca o combinație fezabilă din punct de vedere al restricției rezultate din pierderea maximă admisibilă de tensiune. Pierderile de putere activă nu se modifică față de cazul anterior. De altfel, trebuie precizat că, conform [8, 9], toate liniile electrice aeriene de joasă tensiune nou construite, vor avea conductoare izolate torsadate.

În aplicația numerică prezentată, se poate observa că pentru a nu depăși limita maximă de 10 % a pierderilor de tensiune la alimentarea unei sarcini trifazate de 12 kW ( $\cos \varphi = 0,85$ ), aflată la o distanță de 5 km de sursă, linia trebuie să aibă conductoare de 25 mm<sup>2</sup> (fig. 3.5). Pentru o distanță de 10 km, conductoarele trebuie să fie de 50 mm<sup>2</sup>. Pentru ca pierderile de putere activă să fie sub 4 %, secțiunile ar trebui să fie aproape triple.

**Cazul 6.** (Fig. 3.6) Efectul instalării de conductoare izolate torsadate se manifestă prin micșorarea pierderilor de tensiune (la aceleași sarcini, lungimi, secțiuni), ceea ce este



a)



b)

Fig. 3.7 Pierderile de tensiune (a) și pierderile de putere activă (b) în cazul LEA 20 kV, trifazată, conductoare neizolate

*Cazul 7.* (Fig. 3.7). La nivelul de medie tensiune, cea mai utilizată valoare a tensiunii nominale a rețelelor de distribuție rurale este cea de 20 kV. Este o valoare care permite distribuția pe distanțe de ordinul zecilor de km, a unor sarcini de ordinul unităților de MW.

Așa cum se poate observa și din aplicația numerică, la secțiuni uzuale de 35-50 mm<sup>2</sup>, o sarcină de 1 MW nu conduce la depășirea pierderilor admisibile de tensiune nici pentru distanțe de 40 km. Folosirea soluțiilor de alimentare a sarcinilor mici, de tipul celor care fac obiectul lucrării de față, prin LEA trifazate și bifazate racordate la o rețea existentă, este justificată din punct de vedere tehnico-economic numai pentru distanțe de zeci de km, secțiunea conductoarelor putând avea valoarea minimă, rezultată din condiția respectării restricțiilor mecanice (chiar 16 - 25 mm<sup>2</sup>).

### **3.3. Calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune**

Plecând de la restricția conform căreia valoarea tensiunii la bornele consumatorilor alimentați prin rețeaua de distribuție să se afle în plaja  $U_n \pm 0,1 U_n$  [22], pentru liniile electrice utilizate în cadrul acestui studiu, construite cu conductoare din Al (sau Al-OL) de secțiuni uzuale, s-au determinat lungimile maxime ce asigură respectarea restricției. De data aceasta s-au considerat ca sarcini de calcul, valorile stabilite conform normativului PE 132/2003, ce au fost aplicate pe două variante de configurații ipotetice de rețea.

#### **3.3.1 Stabilirea puterilor electrice de calcul**

Aceasta este cea mai importantă operație ce trebuie efectuată înainte de a rezolva etapele următoare. Având în vedere tipul de consumatori la care se referă soluțiile neconvenționale de alimentare cu energie electrică descrise mai sus, puterea electrică vehiculată de aceste rețele a fost considerată în domeniul valorilor mici. Pentru stabilirea acestor valori s-a utilizat PE 132/2003 [8].

Consumatorii considerați sunt de tipul *gospodării din zona rurală*, varianta de dotare A3 – case de vacanță, având puterea instalată  $P_i = 5$  kW și puterea de calcul  $P_c = 1,1 \dots 1,5$  kW. Pentru studiile efectuate în cadrul acestei lucrări, s-a adoptat limita maximă a valorilor normate respectiv un factor de putere mediu  $\cos \varphi = 0,85$ , același pentru toți consumatorii. Numărul maxim de astfel de consumatori presupuși a fi alimentați prin rețelele construite în soluții neconvenționale, s-a considerat a fi de 20.

Tot conform [8], ținând cont de coeficienții de simultaneitate, s-au calculat puterile active și aparente pe tronsoanele unei rețele ce alimentează

un număr de consumatori de tipul de mai sus, cuprins între 1 și 20. Pentru puterile electrice respective s-au calculat curenții corespunzători unei rețele trifazate de 0,4 kV respectiv unei rețele monofazate de 0,23 kV.

Rezultatele calculului sunt prezentate sub forma unei fișe de calcul Mathcad în figura 3.8.

Așa cum se poate constata, sarcina activă pe tronsoanele unei astfel de rețele este cuprinsă între 1,5...13,5 kW iar cea aparentă între 1,765...15,882 kVA.

Dacă în prima etapă s-au determinat limitele maxime orientative ale sarcinilor alimentate respectiv ale secțiunilor sau lungimilor conductoarelor pentru care este satisfăcută restricția pierderii de tensiune maximă, de data aceasta se determină lungimile maxime ale liniilor alimentând sarcinile de calcul date, stabilite conform normativului și ipotezelor de mai sus. Pentru aceasta s-au folosit două variante de modele de rețea:

- ♣ Varianta 1. Rețea radială cu o singură sarcină concentrată;
- ♣ Varianta 2. Rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant

### **3.3.1.1. Varianta 1. Rețea radială cu o singură sarcină concentrată**

Pentru o linie electrică având aceeași secțiune a conductoarelor pe întregul traseu, de valoare cuprinsă între 16 și 70 mm<sup>2</sup>, succesiv, ce vehiculează puterile electrice corespunzătoare pentru alimentarea a 1...20 consumatori (succesiv), așa cum aceștia au fost stabiliți în paragraful anterior, s-a determinat lungimea liniei pentru care pierderea de tensiune (aproximată ca fiind egală cu componenta longitudinală a căderii de tensiune) atinge o valoare limită, considerată ca fiind egală cu 10 % din tensiunea nominală.

Astfel, pentru o linie având lungimea  $L$ , parametrii echivalenți longitudinali unitari  $R_0$  și  $X_0$ , ce alimentează sarcina  $\underline{S} = P + j \cdot Q$ , la bornele căreia tensiunea are valoarea  $U \approx U_n$ , pierderea de tensiune totală, aproximată cu componenta longitudinală a căderii de tensiune [86, 88], are expresia:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_0 + Q \cdot X_0}{U_n} \cdot L \quad (3.1)$$

La limită:

$$\Delta U_{max} = \frac{P \cdot R_0 + Q \cdot X_0}{U_n} \cdot L_{max} = \frac{S \cdot (\cos \varphi \cdot R_0 + \sin \varphi \cdot X_0)}{U_n} \cdot L_{max} \quad (3.2)$$

Punând acum condiția:

$$\Delta U_{max} = 0,1 \cdot U_n \quad (3.3)$$

rezultă necunoscuta:

$$L_{max} = \frac{0,1 \cdot U_n^2}{S \cdot (\cos \varphi \cdot R_0 + \sin \varphi \cdot X_0)} \quad (3.4)$$

Mărimile și notațiile utilizate sunt evidente.

Cu ajutorul relației 3.4 se determină lungimile maxime pentru fiecare treaptă de secțiune uzuală și pentru fiecare număr de consumatori, cuprins între 1 și 20, consumatori având sarcinile de calcul determinate mai sus. Pentru fiecare linie în parte rezultă o matrice  $L_{max}$ .

Parametrii echivalenți longitudinali unitari, relațiile de calcul și rezultatele obținute cu programul Mathcad, sunt prezentate pentru următoarele tipuri de LEA:

- 0,4 kV, trifazată, conductoare torsadate – figura 3.9;
- 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate – figura 3.10;
- 0,23 kV, monofazată, cu conductoare neizolate – figura 3.11;
- 0,23 kV, monofazată, cu conductoare torsadate – figura 3.12;
- 1 kV, trifazată, cu conductoare neizolate – figura 3.13;
- 1 kV, monofazată, cu conductoare torsadate – figura 3.14.

Valorile calculate ale lungimilor limită s-au folosit la stabilirea configurațiilor și apoi a costurilor de realizare pentru variantele de alimentare ale consumatorilor mici și izolați (capitolul 5).

După cum s-a dedus din calculul preliminar al pierderilor de tensiune, în cazul unei LEA de 20 kV, pentru valorile sarcinilor de calcul de mai sus, restricția referitoare la valoarea tensiunii la bornele consumatorilor (pierderea maximă admisibilă de tensiune), nu este de natură să limiteze semnificativ lungimea maximă a liniei, motiv pentru care s-au studiat numai liniile de joasă tensiune.

Matricele lungimilor maxime permit o reprezentare grafică tridimensională, pentru fiecare tip de linie rezultând o „suprafață” caracteristică în spațiul tridimensional de coordonate ( $L_{max}$ , S, nr. cons). În figurile 3.15, 3.16, 3.17, sunt prezentate aceste suprafețe, grupându-se pentru tensiunile nominale de 0,4 kV, 0,23 kV, 1 kV cele două variante de construcție cu conductoare neizolate, respectiv conductoare izolate torsadate. Se observă imediat avantajul conferit de construcția cu conductoare torsadate, prin micșorarea pierderilor de tensiune și deci creșterea lungimilor maxime, „suprafața” corespunzătoare aflându-se deasupra celei aferente construcției cu conductoare neizolate. Diferențele cele mai mari între cele două variante se observă la liniile de 1 kV, care de altfel au și cele mai mari lungimi maxime. „Suprafețele” nu sunt plane

deoarece sarcina aferentă consumatorilor de la 1 la 20 nu este liniară, datorită coeficienților de simultaneitate.

Așa cum era de așteptat, există diferențe mari între valorile lungimilor maxime calculate pentru cele trei tipuri de rețele, datorită pe de o parte tensiunii nominale și pe de altă parte datorită construcție mono respectiv trifazate. Privind aceste valori, se poate de asemenea observa că la sarcini foarte mici (1÷5 consumatori) lungimile maxime sunt mai puțin sever limitate. Semnificative sunt însă valorile lungimilor maxime pentru un număr mare de consumatori, motiv pentru care am ales ca reprezentative valorile acestora pentru 10 respectiv 20 consumatori, ceea ce înseamnă ca puteri active 7,5 kW respectiv 13,5 kW, valori care au fost reprezentate grafic în figura 3.18, în funcție de secțiunea conductoarelor.

Eliminând valorile minime și maxime ale secțiunilor și referindu-ne numai la construcția cu conductoare torsadate, rezultă următoarele valori:

- LEA 0,23 kV, monofazată: 10 consumatori (7,5 kW)  
 $L_{\max} = (300 \div 570 \text{ m});$   
 20 consumatori (13,5 kW)  
 $L_{\max} = (170 \div 320 \text{ m})$
- LEA 0,4 kV, trifazată: 10 consumatori (7,5 kW)  
 $L_{\max} = (1700 \div 3300 \text{ m});$   
 20 consumatori (13,5 kW)  
 $L_{\max} = (1000 \div 1800 \text{ m})$
- LEA 1 kV, trifazată: 10 consumatori (7,5 kW)  
 $L_{\max} = (10000 \div 20000 \text{ m});$   
 20 consumatori (13,5 kW)  
 $L_{\max} = (6000 \div 15000 \text{ m})$



Determinarea puterilor de calcul pentru rețelele de distribuție conform PE 132/2003

- varianta de dotare: A3 - case de vacanță  $P_i = 5 \text{ kW/gospodarie}$   $P_c = 1,1 \dots 1,5 \text{ kW/gospodarie}$
- coeficientul de simultaneitate:  $k_s = 0,5$  pt. 2...10 case  
 $k_s = 0,45$  pt. 11..20 case
- factorul de putere mediu pentru toți consumatorii:  $\cos \varphi = 0,85$

$P := 1,5$     $\cos\phi_i := 0,85$     $Q := P \cdot \tan(\text{acos}(\cos\phi_i))$     $Q = 0,93$     $S_{\text{max}} := \sqrt{P^2 + Q^2}$     $S = 1,765$

$U_{023} := 0,23$     $U_{04} := 0,4$

1
0,5
0,5
0,5
0,5
0,5
0,5
0,5
0,5
0,5
0,5
0,45
0,45
0,45
0,45
0,45
0,45
0,45
0,45
0,45
0,45

$k := 1..20$

$P_{\text{transp}_k} := k \cdot P \cdot k_s$   
 $S_{\text{transp}_k} := k \cdot S \cdot k_s$

1
1,5
1,5
2,25
3
3,75
4,5
5,25
6
6,75
7,5
7,425
8,1
8,775
9,45
10,125
10,8
11,475
12,15
12,825
13,5

$P_{\text{transp}} =$

kW

1
1,765
1,765
2,647
3,529
4,412
5,294
6,176
7,059
7,941
8,824
8,735
9,529
10,324
11,118
11,912
12,706
13,500
14,294
15,088
15,882

$S_{\text{transp}} =$

kVA

$I_{023}_k := \frac{S_{\text{transp}_k}}{U_{023}}$

$I_{023} =$

1
7,673
7,673
11,509
15,345
19,182
23,018
26,854
30,691
34,527
38,363
37,98
41,432
44,885
48,338
51,79
55,243
58,696
62,148
65,601
69,054

A

$I_{04}_k := \frac{S_{\text{transp}_k}}{\sqrt{3} \cdot U_{04}}$

$I_{04} =$

1
2,547
2,547
3,821
5,094
6,368
7,641
8,915
10,189
11,462
12,736
12,608
13,755
14,901
16,047
17,193
18,339
19,486
20,632
21,778
22,924

A

Fig. 3.8. Sarcinile de calcul (Mathcad)



## 90 Limite rezultate pentru regimuri normale - 3

LEA 0,4 kV, trifazata, conductoare izolate torsadate

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \quad X0 := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \quad U := 400 \text{ V}$$

$$S1 := (1.765 \ 1.765 \ 2.647 \ 3.53 \ 4.412 \ 5.295 \ 6.177 \ 7.06 \ 7.942 \ 8.825 \ 8.737 \ 9.531 \ 10.325 \ 11.119 \ 11.914 \ 12.708 \ 13.502 \ 14.296 \ 15.091 \ 15.885) \cdot 10^3 \text{ VA}$$

$$S_{ij} := S1^T \quad i := 1..5 \quad j := 1..20$$

$$L1_{max,i,j} := \frac{0.1 \cdot U^2}{S_{ij} \cdot (0.85 R0_i + 0.526 X0_i)}$$

nr. consumatori	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
16 mm <sup>2</sup>	5726	5726	3818	2863	2291	1909	1636	1431	1272	1145	1157	1060	979	909	848	795	748	707	670	636
25 mm <sup>2</sup>	8594	8594	5730	4297	3438	2865	2456	2148	1910	1719	1736	1591	1469	1364	1273	1194	1123	1061	1005	955
35 mm <sup>2</sup>	12009	12009	8008	6004	4804	4003	3431	3002	2669	2402	2426	2224	2053	1906	1779	1668	1570	1483	1405	1334
50 mm <sup>2</sup>	16453	16453	10970	8226	6582	5484	4701	4113	3656	3291	3324	3047	2812	2612	2437	2285	2151	2031	1924	1828
70 mm <sup>2</sup>	21810	21810	14543	10905	8725	7270	6232	5453	4847	4362	4406	4039	3728	3462	3231	3029	2851	2693	2551	2423

Fig. 3.9. Lungimi maxime LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare torsadate (fișa de lucru Mathcad).

LEA 0,4 kV, trifazata, conductoare neizolate

$$R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \quad X0 := \begin{pmatrix} 0.37 \\ 0.35 \\ 0.34 \\ 0.33 \\ 0.32 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \quad L2_{max,i,j} := \frac{0.1 \cdot U^2}{S_{ij} \cdot (0.85 R0_i + 0.526 X0_i)}$$

nr. consumatori	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
16 mm <sup>2</sup>	5251	5251	3501	2626	2101	1750	1500	1313	1167	1050	1061	972	898	834	778	729	686	648	614	583
25 mm <sup>2</sup>	7631	7631	5088	3815	3053	2544	2180	1908	1696	1526	1542	1413	1304	1211	1130	1060	998	942	892	848
35 mm <sup>2</sup>	10221	10221	6815	5111	4089	3407	2921	2555	2272	2044	2065	1893	1747	1622	1514	1420	1336	1262	1195	1136
50 mm <sup>2</sup>	13344	13344	8898	6672	5338	4448	3813	3336	2966	2669	2696	2471	2281	2118	1977	1853	1744	1647	1561	1483
70 mm <sup>2</sup>	16794	16794	11198	8397	6719	5598	4799	4199	3732	3359	3393	3110	2871	2666	2488	2333	2195	2073	1964	1866

Fig. 3.10. Lungimi maxime LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate.

LEA 0,23 kV, monofazata, conductoare neizolate

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 0.95 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \quad X0 := \begin{pmatrix} 0.3778 \\ 0.3633 \\ 0.3523 \\ 0.3417 \\ 0.3223 \end{pmatrix} \cdot 0.97 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \quad U := 230 \text{ V} \quad L4_{max,i,j} := \frac{0.1 \cdot U^2}{2 \cdot S_{ij} \cdot (0.85 R0_i + 0.527 X0_i)}$$

nr. consumatori	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
16 mm <sup>2</sup>	909	909	606	455	364	303	260	227	202	182	184	168	155	144	135	126	119	112	106	101
25 mm <sup>2</sup>	1315	1315	877	658	526	438	376	329	292	263	266	244	225	209	195	183	172	162	154	146
35 mm <sup>2</sup>	1757	1757	1172	879	703	586	502	439	391	351	355	325	300	279	260	244	230	217	206	195
50 mm <sup>2</sup>	2287	2287	1525	1144	915	762	654	572	508	457	462	424	391	363	339	318	299	282	268	254
70 mm <sup>2</sup>	2895	2895	1930	1448	1158	965	827	724	643	579	585	536	495	460	429	402	378	357	339	322

Fig. 3.11. Lungimi maxime LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare neizolate.

### 3.3 – Calculul lungimilor limită impuse de căderile de tensiune 91

LEA 0,23 kV, monofazata, conductoare torsadate

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad \underline{R0} := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 0.95 \cdot 10^{-3} \quad \underline{X0} := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 0.97 \cdot 10^{-3} \quad \Omega/\text{m} \quad \underline{U} := 230 \text{ V} \quad L3_{\text{max}_{i,j}} := \frac{0.1 \cdot U^2}{2 \cdot S_j \cdot (0.85 \cdot R0_i + 0.527 \cdot X0_i)}$$

nr. consumatori	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
16 mm <sup>2</sup>	1	996	996	664	498	398	332	284	249	221	199	201	184	170	158	147	138	130	123	116	111
25 mm <sup>2</sup>	2	1494	1494	996	747	598	498	427	373	332	299	302	277	255	237	221	207	195	184	175	166
35 mm <sup>2</sup>	3	2087	2087	1391	1043	835	696	596	522	464	417	422	386	357	331	309	290	273	258	244	232
50 mm <sup>2</sup>	4	2858	2858	1905	1429	1143	953	817	714	635	572	577	529	488	454	423	397	374	353	334	318
70 mm <sup>2</sup>	5	3786	3786	2525	1893	1515	1262	1082	947	841	757	765	701	647	601	561	526	495	467	443	421

Fig. 3.12. Lungimi maxime LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare torsadate

LEA 1 kV, trifazata, conductoare torsadate

i := 1..6    j := 1..20

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad \underline{R0} := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \quad \Omega/\text{m} \quad \underline{X0} := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \\ 0.083 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \quad \Omega/\text{m} \quad \underline{U} := 1000 \text{ V} \quad L5_{\text{max}_{i,j}} := \frac{0.1 \cdot U^2}{S_j \cdot (0.85 \cdot R0_i + 0.527 \cdot X0_i)}$$

nr. consumatori	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
16 mm <sup>2</sup>	1	35783	35783	23860	17892	14315	11928	10225	8946	7952	7157	7229	6627	6117	5680	5301	4970	4678	4418	4185	3976
25 mm <sup>2</sup>	2	53705	53705	35810	26853	21484	17902	15346	13426	11935	10741	10849	9945	9181	8525	7956	7459	7020	6630	6281	5967
35 mm <sup>2</sup>	3	75047	75047	50041	37524	30022	25016	21444	18762	16678	15009	15161	13898	12829	11913	11118	10423	9810	9265	8777	8339
50 mm <sup>2</sup>	4	102813	102813	68555	51406	41130	34271	29377	25703	22849	20563	20770	19039	17575	16320	15231	14280	13440	12693	12025	11424
70 mm <sup>2</sup>	5	136288	136288	90876	68144	54521	45429	38942	34072	30288	27258	27532	25238	23298	21634	20190	18929	17816	16826	15940	15143
95 mm <sup>2</sup>	6	188048	188048	125389	94024	75228	62683	53732	47012	41791	37610	37988	34824	32146	29850	27858	26118	24582	23217	21994	20894

Fig. 3.13. Lungimi maxime LEA 1 kV, trifazată, conductoare torsadate.

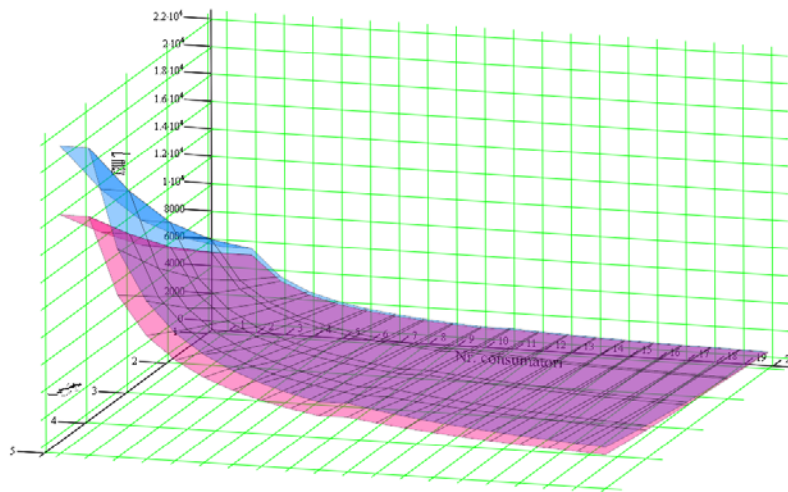
LEA 1kV monofazata, conductoare torsadate

i := 1..6    j := 1..20

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad \underline{R0} := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \end{pmatrix} \cdot 0.95 \cdot 10^{-3} \quad \Omega/\text{m} \quad \underline{X0} := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \\ 0.083 \end{pmatrix} \cdot 0.97 \cdot 10^{-3} \quad \Omega/\text{m} \quad \underline{U} := 1000 \text{ V} \quad L6_{\text{max}_{i,j}} := \frac{0.1 \cdot U^2}{2 \cdot S_j \cdot (0.85 \cdot R0_i + 0.527 \cdot X0_i)}$$

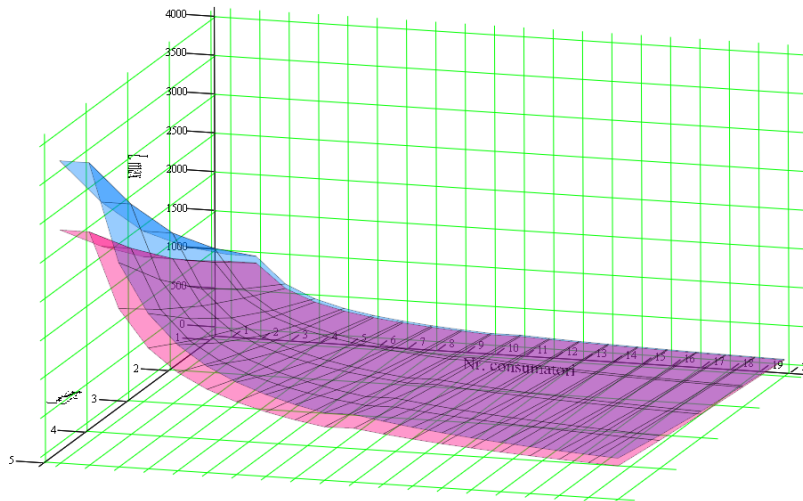
nr. consumatori	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
16 mm <sup>2</sup>	1	18820	18820	12549	9410	7529	6273	5378	4705	4183	3764	3802	3485	3217	2987	2788	2614	2460	2324	2201	2091
25 mm <sup>2</sup>	2	28237	28237	18828	14119	11296	9412	8068	7059	6275	5647	5704	5229	4827	4482	4183	3922	3691	3486	3303	3137
35 mm <sup>2</sup>	3	39447	39447	26303	19724	15781	13149	11271	9862	8767	7889	7969	7305	6743	6262	5844	5479	5157	4870	4614	4383
50 mm <sup>2</sup>	4	54018	54018	36019	27009	21610	18006	15435	13505	12005	10804	10913	10003	9234	8575	8003	7503	7061	6669	6318	6002
70 mm <sup>2</sup>	5	71570	71570	47722	35785	28631	23857	20450	17892	15905	14314	14458	13254	12234	11361	10603	9940	9356	8836	8371	7952
95 mm <sup>2</sup>	6	98671	98671	65793	49336	39473	32890	28194	24668	21928	19734	19933	18272	16867	15663	14618	13704	12898	12182	11540	10963

Fig. 3.14. Lungimi maxime LEA 1 kV, monofazată, conductoare torsadate.



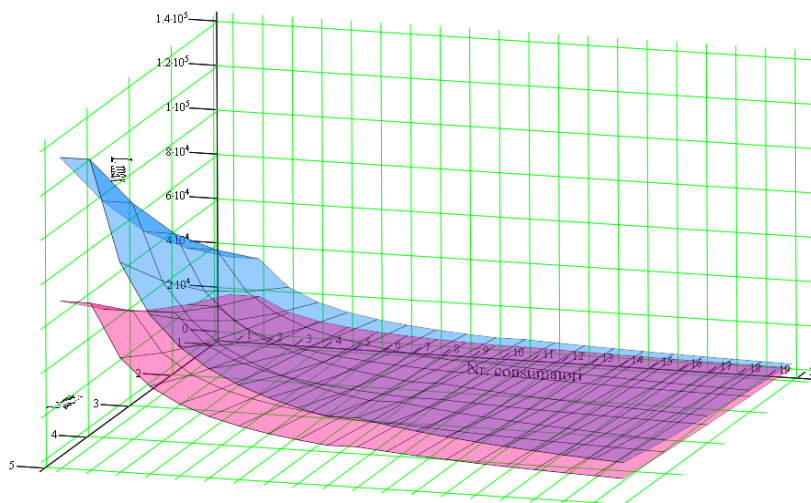
L1max, L2max

Fig. 3.15. Lungimi limită, LEA 0,4 kV, trifazată.



L3max, L4max

Fig. 3.16 Lungimi limită, LEA 0,23 kV, monofazată.



L5max, L6max

Fig. 3.17 Lungimi limită, LEA 1 kV, trifazată

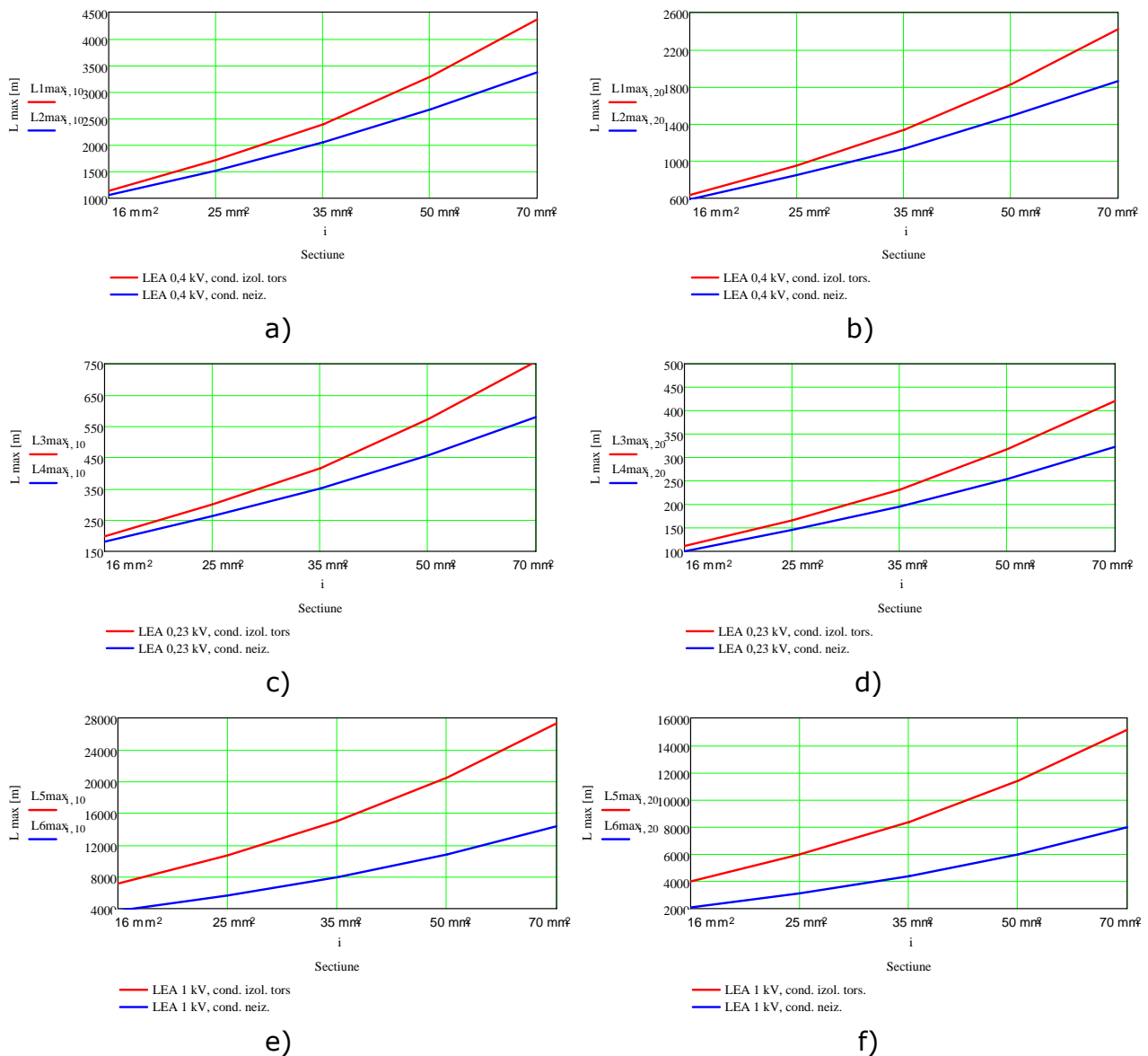


Fig. 3.18 Lungimi limită la alimentarea a 10 ( a, c, e ) respectiv 20 ( b, d, f ) consumatori.

### 3.3.1.2. Varianta 2. Rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant

Pentru rețelele de distribuție de joasă tensiune de 0,23 kV și 0,4 kV, determinarea lungimilor limită impuse de pierderile admisibile de tensiune, s-a considerat un model de rețea radială, a cărei schemă este prezentată în figura 3.8 și la care pot fi reduse toate rețelele radiale cu ramificații, utilizate de obicei în practică. Consumatorii sunt identici, de tipul precizat mai sus, sunt racordați echidistant la axul rețelei, distanța între punctele de racord fiind determinată în funcție de lungimea maximă admisă, pentru fiecare caz considerat, în funcție de numărul de consumatori. Modelul considerat are de

fapt ca scop determinarea depărtării maxime în teren, față de sursă, a consumatorilor considerați [83].

Secțiunile conductoarelor de pe cele 20 de tronsoane, corespunzătoare rețelei trifazate de 0,4 kV, respectiv celei monofazate de 0,23 kV, au fost stabilite în două variante:

- cu densitate de curent constantă, mai exact astfel încât, pentru curenții de pe tronsoane, calculați prin folosirea coeficienților de simultaneitate, să fie obținută în regimul normal de funcționare, o densitate economică de curent de  $0,7 \div 0,8 \text{ A/mm}^2$  (fig. 3.19);
- cu secțiuni constantă:  $25 \text{ mm}^2$  pentru LEA de 0,4 kV, respectiv  $35 \text{ mm}^2$  pentru LEA de 0,23 kV.

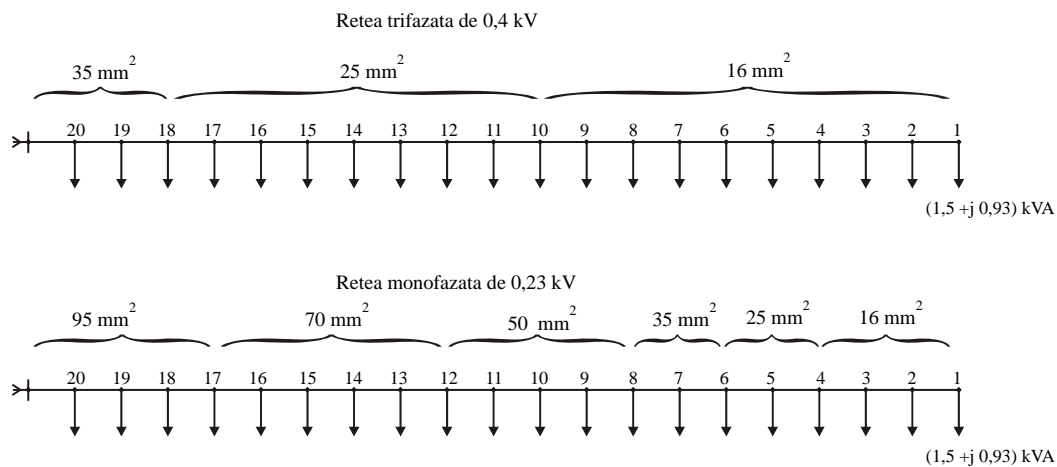


Fig. 3.19 Modelele de rețea radială cu sarcini egale, echidistante

Au fost determinate lungimile limită, din condiția ca pierderea maximă de tensiune să nu depășească 10 % din tensiunea nominală, atât pentru o rețea trifazată de 0,4 kV cu sarcini trifazate (mai rar întâlnită) cât și pentru o rețea de 0,23 kV, monofazată, alimentând aceiași consumatori.

Relațiile de calcul și rezultatele obținute sunt prezentate în figurile 3.20÷3.23.

### 3.3 – Calculul lungimilor limită impuse de căderile de tensiune 95

Calculul pierderilor de tensiune în rețeaua de calcul - varianta 2 a) -  
 .....

Retea trifazată 0.4 kV - sarcini trifazate distribuite echidistant

Numarul de noduri  $n := 20$

Tensiune impusa în nodul n [kV]  $U_n := 0.4$  kV

Matrice parametri longitudinali R [ $\Omega$ /km] si X [ $\Omega$ /km] - cond. torsadate,  $j = j_{ec}$

$R_{ww} :=$	$X :=$	$P :=$	$Q :=$	$L := 9.17$																																										
$\begin{pmatrix} 0.833 \\ 0.833 \\ 0.833 \\ 0.833 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 0.089 \\ 0.089 \\ 0.089 \\ 0.089 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 13.5 \\ 12.825 \\ 12.15 \\ 11.475 \\ 10.8 \\ 10.125 \\ 9.45 \\ 8.775 \\ 8.1 \\ 7.5 \\ 7.5 \\ 6.75 \\ 6 \\ 5.25 \\ 4.5 \\ 3.75 \\ 3 \\ 2.25 \\ 1.5 \\ 1.5 \end{pmatrix}$	<table border="1" style="border-collapse: collapse; text-align: center;"> <tr><td></td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>8.366544</td></tr> <tr><td>2</td><td>7.948217</td></tr> <tr><td>3</td><td>7.529890</td></tr> <tr><td>4</td><td>7.111562</td></tr> <tr><td>5</td><td>6.693235</td></tr> <tr><td>6</td><td>6.274908</td></tr> <tr><td>7</td><td>5.856581</td></tr> <tr><td>8</td><td>5.438254</td></tr> <tr><td>9</td><td>5.019926</td></tr> <tr><td>10</td><td>4.803016</td></tr> <tr><td>11</td><td>4.648080</td></tr> <tr><td>12</td><td>4.183272</td></tr> <tr><td>13</td><td>3.718464</td></tr> <tr><td>14</td><td>3.253656</td></tr> <tr><td>15</td><td>2.788848</td></tr> <tr><td>16</td><td>2.324040</td></tr> <tr><td>17</td><td>1.859232</td></tr> <tr><td>18</td><td>1.394424</td></tr> <tr><td>19</td><td>0.929616</td></tr> <tr><td>20</td><td>0.929616</td></tr> </table>		1	1	8.366544	2	7.948217	3	7.529890	4	7.111562	5	6.693235	6	6.274908	7	5.856581	8	5.438254	9	5.019926	10	4.803016	11	4.648080	12	4.183272	13	3.718464	14	3.253656	15	2.788848	16	2.324040	17	1.859232	18	1.394424	19	0.929616	20	0.929616	$\begin{pmatrix} 0.01 \\ 0.01 \end{pmatrix}$
	1																																													
1	8.366544																																													
2	7.948217																																													
3	7.529890																																													
4	7.111562																																													
5	6.693235																																													
6	6.274908																																													
7	5.856581																																													
8	5.438254																																													
9	5.019926																																													
10	4.803016																																													
11	4.648080																																													
12	4.183272																																													
13	3.718464																																													
14	3.253656																																													
15	2.788848																																													
16	2.324040																																													
17	1.859232																																													
18	1.394424																																													
19	0.929616																																													
20	0.929616																																													

Algoritm de calcul

$$U := \begin{cases} U_{21} \leftarrow U_n \\ \text{for } i \in n..1 \\ \Delta U_i \leftarrow \frac{P_i \cdot R_i \cdot l_i + Q_i \cdot X_i \cdot l_i}{U_{i+1}} \cdot 10^{-3} \\ \delta U_i \leftarrow \frac{P_i \cdot X_i \cdot l_i - Q_i \cdot R_i \cdot l_i}{U_{i+1}} \cdot 10^{-3} \\ U_i \leftarrow U_{i+1} + \Delta U_i + \delta U_i \cdot i \\ U_i \leftarrow |U_i| \end{cases}$$

$$\Delta U_i := \frac{P_i \cdot R_i \cdot l_i + Q_i \cdot X_i \cdot l_i}{U_i} \cdot 10^{-3} \quad \delta U_i := \frac{P_i \cdot X_i \cdot l_i - Q_i \cdot R_i \cdot l_i}{U_i} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta U_{c_i} := \Delta U_i + i \cdot \delta U_i \quad \Delta U_{p_i} := |\Delta U_{c_i}|$$

$U^T =$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
	1	0.4400	0.4374	0.4350	0.4327	0.4306	0.4285	0.4258	0.4233	0.4209	0.4187	0.4166	0.4145	0.4117	0.4092	0.4070	0.4051	0.4035	0.4022	0.4013	0.4006	0.4000

$\Delta U_p^T =$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	1	0.0028	0.0026	0.0025	0.0024	0.0023	0.0030	0.0028	0.0027	0.0025	0.0024	0.0023	0.0032	0.0028	0.0025	0.0022	0.0018	0.0014	0.0011	0.0007	0.0007

$L_{max} := 20 \cdot 0.0917 = 1.834000$  km

Fig. 3.20. Lungimi maxime, LEA 0,4 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2a.

# 96 Limite rezultate pentru regimuri normale - 3

Retea monofazata de 0.23 kV - sarcini egale, distribuite echidistant

Matrice parametri longitudinali R[Ω/km] si X[Ω/km] - cond. torsadate, j = j<sub>ec</sub>

$$R := \begin{pmatrix} 0.303 \\ 0.303 \\ 0.303 \\ 0.303 \\ 0.437 \\ 0.437 \\ 0.437 \\ 0.437 \\ 0.437 \\ 0.437 \\ 0.437 \\ 0.595 \\ 0.595 \\ 0.595 \\ 0.595 \\ 0.833 \\ 0.833 \\ 1.181 \\ 1.181 \\ 1.802 \\ 1.802 \\ 1.802 \end{pmatrix} \quad X := \begin{pmatrix} 0.083 \\ 0.083 \\ 0.083 \\ 0.083 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.084 \\ 0.086 \\ 0.086 \\ 0.086 \\ 0.086 \\ 0.089 \\ 0.089 \\ 0.097 \\ 0.097 \\ 0.098 \\ 0.098 \\ 0.098 \end{pmatrix}$$

Puteri active si reactive pe tronsoane P [kW] si Q [kVar]

Lungimile tronsoanelor l [km]

$$P := \begin{pmatrix} 13.5 \\ 12.825 \\ 12.15 \\ 11.475 \\ 10.8 \\ 10.125 \\ 9.45 \\ 8.775 \\ 8.1 \\ 7.75 \\ 7.5 \\ 6.75 \\ 6 \\ 5.25 \\ 4.5 \\ 3.75 \\ 3 \\ 2.25 \\ 1.5 \\ 1.5 \end{pmatrix}$$

i := 1..20

$$Q_i := P_i \cdot 0.619744$$

	1
1	8.366544
2	7.948217
3	7.529890
4	7.111562
5	6.693235
6	6.274908
7	5.856581
8	5.438254
9	5.019926
10	4.603016
11	4.183272
12	3.718464
13	3.253656
14	2.788848
15	2.324040
16	1.859232
17	1.394424
18	0.929616
19	0.929616
20	0.929616

$$l := \begin{pmatrix} 0.01 \\ 0.01 \end{pmatrix}$$

Algoritm de calcul

$$U := \begin{cases} U_{21} \leftarrow \frac{U_n}{\sqrt{3}} \\ \text{for } i \in n..1 \\ \Delta U_i \leftarrow 2 \cdot \frac{P_i \cdot R_i \cdot l_i + Q_i \cdot X_i \cdot l_i}{U_{i+1}} \cdot 10^{-3} \\ \delta U_i \leftarrow 2 \cdot \frac{P_i \cdot X_i \cdot l_i - Q_i \cdot R_i \cdot l_i}{U_{i+1}} \cdot 10^{-3} \\ U_i \leftarrow U_{i+1} + \Delta U_i + \delta U_i \cdot i \\ |U_i| \leftarrow |U_i| \end{cases}$$

$$\Delta U_i := 2 \cdot \frac{P_i \cdot R_i \cdot l_i + Q_i \cdot X_i \cdot l_i}{U_i} \cdot 10^{-3} \quad \delta U_i := 2 \cdot \frac{P_i \cdot X_i \cdot l_i - Q_i \cdot R_i \cdot l_i}{U_i} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta U_{c_i} := \Delta U_i + i \cdot \delta U_i \quad \Delta U_{p_i} := |\Delta U_{c_i}|$$

$$U^T = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 & 15 & 16 & 17 & 18 & 19 & 20 & 21 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.2530 & 0.2518 & 0.2507 & 0.2496 & 0.2486 & 0.2473 & 0.2460 & 0.2448 & 0.2438 & 0.2427 & 0.2415 & 0.2402 & 0.2391 & 0.2381 & 0.2368 & 0.2358 & 0.2345 & 0.2336 & 0.2324 & 0.2317 & 0.2309 \end{matrix} \text{ kV} \end{matrix}$$

$$\Delta U_{p_i}^T = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 & 15 & 16 & 17 & 18 & 19 & 20 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \end{matrix} & \begin{matrix} 0.0012 & 0.0012 & 0.0011 & 0.0011 & 0.0014 & 0.0013 & 0.0012 & 0.0012 & 0.0011 & 0.0014 & 0.0014 & 0.0012 & 0.0011 & 0.0013 & 0.0012 & 0.0014 & 0.0011 & 0.0013 & 0.0008 & 0.0009 \end{matrix} \text{ kV} \end{matrix}$$

$$L_{max3} := 20 \cdot 0.031 = 0.620000 \text{ km}$$

Fig. 3.21. Lungimi maxime, LEA 0,23 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2a.



### 3.3 – Calculul lungimilor limită impuse de căderile de tensiune 97

Tabelul 3.2. Lungimi limită, rețea 0,4 kV, trifazată, cu sarcini trifazate egale și echidistant distribuite (varianta 2a)

nr. consumatori alim.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_{\max \Delta U}$ [m]	total	5650	5820	5040	4300	3740	3240	2870	2568	2340	2260
	pe tronsoane	1x5650	2x2910	3x1680	4x1075	5x740	6x540	7x410	8x321	9x260	10x226

nr. consumatori alim.		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$L_{\max \Delta U}$ [m]	total	2200	2160	2080	2016	1950	1968	1921	1890	1881	1840
	pe tronsoane	11x200	12x180	13x160	14x144	15x130	16x123	17x113	18x105	19x99	20x92

Tabelul 3.3. Lungimi limită, rețea 0,23 kV, monofazată, cu sarcini egale și echidistant distribuite (varianta 2a)

nr. consumatori alim.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_{\max \Delta U}$ [m]	total	900	930	801	780	730	714	693	692	684	670
	pe tronsoane	1x900	2x465	3x267	4x195	5x146	6x119	7x99	8x86,5	9x76	10x67

nr. consumatori alim.		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$L_{\max \Delta U}$ [m]	total	649	654	650	644	638	627	629	625	621	620
	pe tronsoane	11x59	12x54,5	13x50	14x46	15x42,5	16x39,2	17x37	18x34,7	19x32,7	20x31

## 98 Limite rezultate pentru regimuri normale - 3

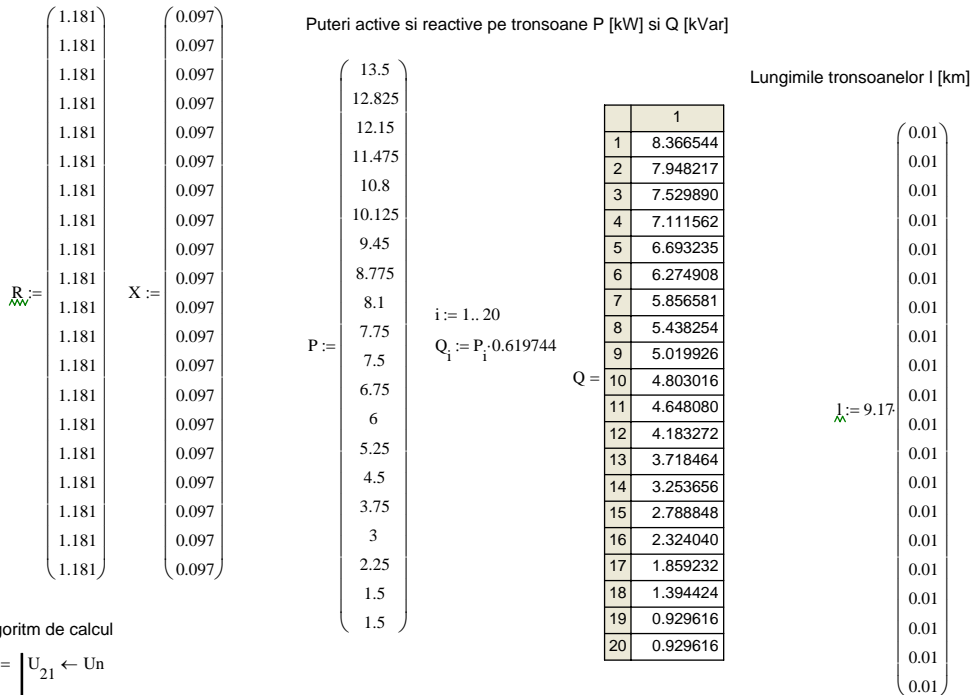
Calculul pierderilor de tensiune în rețeaua de calcul - varianta 2 b)

Rețea 0.4 kV - sarcini trifazate egale, distribuite echidistant

Numarul de noduri  $n := 20$

Tensiune impusa în nodul n [kV]  $U_n := 0.4$  kV

Matrice parametri longitudinali R [ $\Omega$ /km] și X [ $\Omega$ /km] - cond. torsadate, 25 mm<sup>2</sup>, S = ct.



$U^T =$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
	1	0.4400	0.4364	0.4331	0.4299	0.4268	0.4239	0.4211	0.4186	0.4162	0.4139	0.4118	0.4097	0.4078	0.4062	0.4047	0.4034	0.4023	0.4015	0.4009	0.4004	0.4000

$\Delta U_p^T =$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	1	0.0039	0.0038	0.0036	0.0034	0.0032	0.0031	0.0029	0.0027	0.0025	0.0024	0.0023	0.0021	0.0019	0.0017	0.0014	0.0012	0.0010	0.0007	0.0005	0.0005

$l_{\text{max}} := 20 \cdot 0.0917 = 1.834000$  km

Fig. 3.22. Lungimi maxime, LEA 0,4 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2b.

O rețea trifazată cu sarcini monofazate repartizate echilibrat, poate fi tratată ca un ansamblu de rețele monofazate dar la care impedanța conductorului de întoarcere fictiv este nulă (apreciind că curentul pe conductorul neutru este nul, deci pe acesta nu se produc nici pierderi de tensiune, nici pierderi de putere).

Determinarea pierderii totale de tensiune în rețea se face calculând din aproape în aproape pierderile pe tronsoane, de data aceasta luând în considerare și componentele transversale ale căderilor de tensiune [86]. În

### 3.3 – Calculul lungimilor limită impuse de căderile de tensiune 99

schimb, puterile active respectiv reactive care circulă pe tronsoane sunt aproximare cu sumele respective ale puterilor consumatorilor din aval (alimentați prin tronsoanele respective), ținând cont bineînțeles de coeficienții de simultaneitate normați. Lungimile maxime ale tronsoanelor, egale între ele, se determină astfel încât pierderea totală de tensiune să fie egală cu valoarea maximă admisibilă.

În tabelele 3.2÷3.5 sunt concentrate valorile lungimilor maxime totale respectiv ale tronsoanelor rețelelor studiate, ce alimentează 1 ÷ 20 consumatori, repartizați echidistant.

Retea monofazată de 0,23 kV - sarcini egale, distribuite echidistant

Matrice parametri longitudinali R [Ω/km] și X [Ω/km] - cond. torsadate, 35 mm<sup>2</sup>, S = ct.

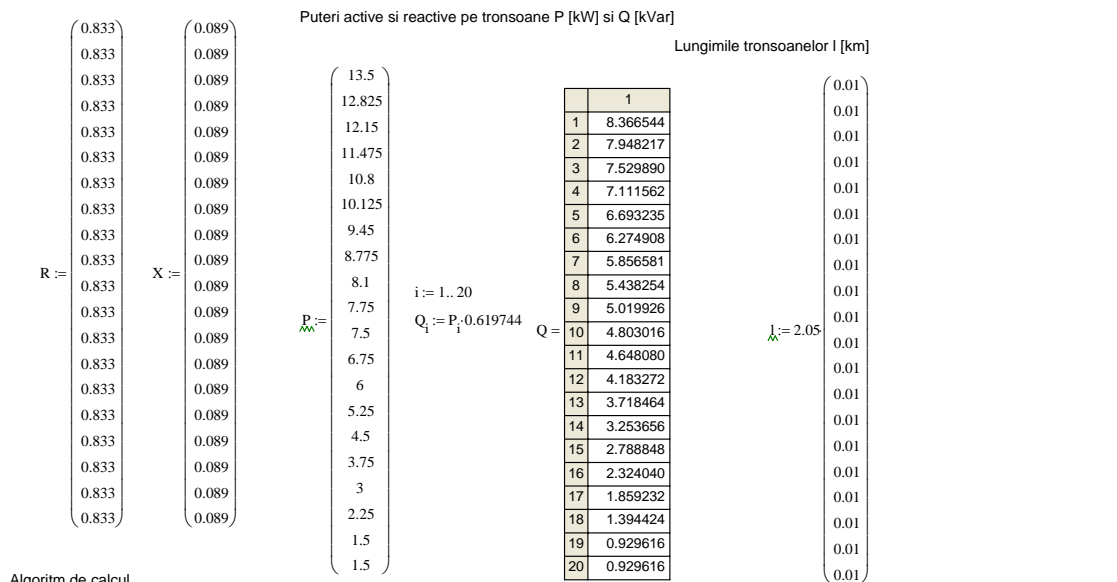


Fig. 3.23. Lungimi maxime, LEA 0,23 kV, sarcini egale, repartizate echidistant, varianta 2b.

Tabelul 3.4. Lungimi limită, rețea de 0,4 kV, trifazată, cu sarcini trifazate, egale și distribuite echidistant (variante 2b)

nr. consumatori alim.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_{\max \Delta U}$	total	8500	8800	7650	6600	5650	4860	4340	3880	3510	3200
	pe tronsoane	1x8500	2x4400	3x2550	4x1650	5x1130	6x810	7x620	8x485	9x390	10x320

nr. consumatori alim.		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$L_{\max \Delta U}$	total	2970	2796	2626	2478	2340	2224	2108	2016	1919	1840
	pe tronsoane	11x270	12x233	13x202	14x177	15x156	16x139	17x124	18x112	19x101	20x92

Tabelul 3.5. Lungimi limită, rețea de 0,23 kV, monofazată, cu sarcini egale și distribuite echidistant (variante 2b)

nr. consumatori alim.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_{\max \Delta U}$	total	1900	1950	1689	1440	1240	1086	959	864	783	710
	pe tronsoane	1x1900	2x975	3x563	4x360	5x248	6x181	7x137	8x108	9x87	10x71

nr. consumatori alim.		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$L_{\max \Delta U}$	total	660	624	585	560	525	496	468	445	428	400
	pe tronsoane	11x60	12x52	13x45	14x40	15x35	16x31	17x27	18x24	19x22	20x20

De remarcat că ipotezele considerate la construcția modelelor de rețea studiate urmăresc îndeplinirea unor cerințe destinate optimizării tehnico-economice a soluțiilor. De aceea secțiunea conductoarelor nu a fost impusă ca fiind cea maximă disponibilă ca valoare standardizată, astfel încât să se obțină minimizarea pierderilor de tensiune și deci maximizarea lungimilor maxime, ci s-au aplicat valori care să conducă la densități de curent aflate în apropierea celor economice [22] (de exemplu la varianta 2a).

Comentând valorile obținute, cu referire la aceleași cazuri particulare ca mai sus, adică la rețeaua alimentând 10 respectiv 20 consumatori, pentru cele două modele de rețea analizate în cadrul variantei a doua, rezultă:

- **model varianta 2a:**

- rețea 0,4 kV - 10 consumatori -  $L_{\max} = 2260$  m (10 tronsoane a câte 226 m);
- 20 consumatori -  $L_{\max} = 1840$  m (20 tronsoane a câte 92 m);
- rețea 0,23 kV - 10 consumatori -  $L_{\max} = 670$  m (10 tronsoane a câte 67 m);
- 20 consumatori -  $L_{\max} = 620$  m (20 tronsoane a câte 31 m);

- **model varianta 2b:**

- rețea 0,4 kV – 10 consumatori –  $L_{\max} = 3200$  m (10 tronsoane a câte 320 m);
- 20 consumatori –  $L_{\max} = 1840$  m (20 tronsoane a câte 92 m);
- rețea 0,23 kV – 10 consumatori –  $L_{\max} = 710$  m (10 tronsoane a câte 71 m);
- 20 consumatori –  $L_{\max} = 400$  m (20 tronsoane a câte 20 m);

Ceea ce se poate constata imediat este apropierea foarte bună a rezultatelor obținute pe cele două modele de rețea. Evident, prin modificarea secțiunilor aplicate rezultatele se modifică semnificativ. Ceea ce este însă deosebit de important este ordinul de mărime și valorile aproximative ale lungimilor maxime, rezultate din aplicarea criteriului nedepășirii pierderilor maxime admisibile de tensiune.

### 3.4. Concluzii și contribuții

Așa cum s-a precizat în capitolul anterior, comparația propriu zisă a variantelor, trebuie precedată de stabilirea lungimilor limită ale tipurilor de linii integrate în structura rețelelor ce folosesc soluțiile neconvenționale studiate în această lucrare.

Capitolul de față este dedicat stabilirii lungimilor limită ale liniilor electrice, rezultate ca urmare a impunerii restricțiilor referitoare la regimurile normale de funcționare, mai precis prin aplicarea criteriului tehnic referitor la nedepășirea pierderii maxime admisibile de tensiune. De fapt este rezolvată o problemă de dimensionare a unei linii electrice, pusă oarecum atipic și anume: cunoscându-se sarcina transferată și secțiunea conductoarelor, trebuie determinată lungimea maximă a liniei pentru care, în punctele de consum cele mai îndepărtate de „sursă”, tensiunea în regimul normal, să aibă o valoare efectivă cuprinsă în interiorul benzii admisibile, impuse pentru tipul respectiv de rețea.

Într-o primă etapă s-a urmărit determinarea valorilor orientative, în valori absolute și procentuale, ale pierderilor de tensiune (aproximate ca fiind egale cu componentele longitudinale respective ale căderilor de tensiune) și ale pierderilor de putere activă, pentru liniile electrice considerate, în funcție de secțiunea conductoarelor active, mărimea puterii electrice vehiculate și lungimea liniei. Pentru aceasta, în fiecare caz s-a considerat modelul cel mai simplu posibil pentru o rețea de distribuție, formată dintr-o sursă și o linie electrică radială, alimentând o sarcină concentrată.

Calcululele au fost efectuate de fiecare dată, considerând 4-5 trepte de secțiuni standardizate pentru conductoarele active, respectiv 5 trepte pentru puterile active ale sarcinii alimentate, apreciind un factor de putere mediu de valoare  $\cos \varphi = 0,85$ . Firește, valorile puterilor active ale consumatorilor sunt mici, situate în domeniul caracteristic consumatorilor mici și dispersați, ce constituie subiectul lucrării de față.

Pentru fiecare treaptă a sarcinii, s-a reprezentat grafic dependența pierderilor de tensiune și a pierderilor de putere activă, atât în valori absolute cât și în valori procentuale, de lungimea liniei electrice, pentru toate cele 4-5 trepte ale secțiunii nominale a conductoarelor.

Această triplă dependență a pierderilor de tensiune și a pierderilor de putere activă de secțiunea și lungimea conductoarelor liniei respectiv de sarcina alimentată, permite o reprezentare tridimensională foarte intuitivă și ușor de utilizat. Pentru fiecare valoare a lungimii liniei cuprinse între limitele considerate, în spațiul tridimensional  $(\Delta U, S, P_c)$  – pierdere de tensiune, secțiune, putere activă consumată respectiv  $(\Delta P, S, P_c)$  – pierdere de putere activă, secțiune, putere activă consumată, va rezulta un plan al valorilor pentru  $\Delta U$  respectiv  $\Delta P$ , corespunzătoare perechilor de coordonate  $(S, P_c)$ .

Această primă etapă a studiului conduce la concluzii bine conturate privind corelația între mărimile electrice – tensiune nominală, sarcină activă vehiculată – și caracteristicile constructive ale liniilor studiate – secțiune, număr de faze, lungime.

Cea de-a doua etapă a studiului a constat în calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune. Dacă în prima etapă s-au determinat valorile maxime orientative ale sarcinilor alimentate respectiv ale secțiunilor sau lungimilor conductoarelor, pentru care este satisfăcută restricția pierderii de tensiune maximă, de data aceasta se determină efectiv lungimile maxime ale liniilor alimentând sarcini de calcul bine definite, stabilite conform normativului PE 132/2003. Pentru aceasta s-au folosit două variante de modele de rețea:

- Varianta 1. Rețea radială cu o singură sarcină concentrată;
- Varianta 2. Rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant.

În cazul primului model de rețea s-au determinat lungimile maxime pentru fiecare treaptă de secțiune uzuală și pentru fiecare număr de consumatori, cuprins între 1 și 20, consumatori având sarcinile de calcul determinate ca mai sus. Pentru fiecare linie în parte rezultă o matrice a lungimilor maxime -  $L_{\max}$ . Ca și în cazul anterior, matricele lungimilor maxime permit o reprezentare grafică tridimensională, de data aceasta pentru fiecare tip de linie rezultând o „suprafață” caracteristică în spațiul tridimensional de coordonate  $(L_{\max}, S, \text{nr. consumatori})$ .

După cum s-a dedus din calculul preliminar al pierderilor de tensiune, în cazul unei LEA de 20 kV, pentru valorile sarcinilor de calcul normate, restricția referitoare la valoarea tensiunii la bornele consumatorilor (pierdere maximă admisibilă de tensiune), nu este de natură să limiteze semnificativ lungimea maximă a liniei, motiv pentru care s-au studiat numai liniile de joasă tensiune.

Cel de-al doilea model de rețea considerat la determinarea lungimilor limită impuse de pierderile admisibile de tensiune este unul la care pot fi reduse toate rețelele radiale cu ramificații, utilizate de obicei în practică. Consumatorii sunt identici și sunt racordați echidistant la axul rețelei, distanța între punctele de racord ale acestora rezultând prin calcul, valoarea acestuia fiind determinată în funcție de lungimea maximă admisă, pentru fiecare caz considerat, în funcție de numărul de consumatori. Modelul considerat permite de fapt determinarea depărtării maxime în teren, față de sursă, a consumatorilor considerați, distribuiți echidistant pe axul rețelei. Lungimile maxime ale tronsoanelor, egale între ele, se determină astfel încât pierderea totală de tensiune să fie egală cu valoarea maximă admisibilă.

Ceea ce este important de remarcat este că valorile lungimilor maxime obținute pe cele două modele de rețea utilizate, sunt foarte apropiate, rezultând de aici valabilitatea ipotezelor de calcul considerate. Rezultatele obținute au fost aplicate ulterior în cadrul prezentei lucrări, mai exact la construcția variantelor respectiv a subvariantelor destinate acoperirii planului de coordonate distanță – sarcină, utilizat la selecția variantelor optime din punct de vedere tehnico-economic (capitolul 5).

Rezultatele studiilor incluse în acest capitol, prin forma de prezentare matricială respectiv grafică, bidimensională și tridimensională, se constituie în instrumente utile, deosebit de eficiente, în activitatea de proiectare și exploatare a rețelelor de distribuție, la evaluarea rapidă a circulației de puteri în regimurile normale de funcționare a acestora.

### **Contribuții originale**

În acest capitol se regăsesc următoarele contribuții originale ale autorului:

1. Ideea și materializarea ei în metode de calcul elaborate cu scopul determinării lungimilor limită a liniilor electrice din condiția nedepășirii pierderilor maxime admisibile de tensiune;
2. Concepția algoritmului de lucru, a fișei de calcul MathCAD și aplicarea acestora la determinarea zonelor de valori pentru pierderile de tensiune și puterea activă, produse în regimuri normale de funcționare a rețelelor ce includ soluțiile „neconvenționale” ce constituie obiectul prezentei lucrări; prezentarea grafică bidimensională și tridimensională



a rezultatelor obținute, interpretarea cantitativă și calitativă a acestora;

3. Concepția algoritmului de lucru, a fișei de calcul MathCAD și aplicarea acestora la calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune pentru varianta întâia de model de rețea - rețea radială cu o singură sarcină concentrată; prezentarea matricială respectiv grafică bidimensională și tridimensională a rezultatelor obținute, interpretarea cantitativă și calitativă a acestora;
4. Concepția algoritmului de lucru, a fișei de calcul MathCAD și aplicarea acestora la calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune pentru varianta a 2-a de model de rețea - rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant; prezentarea matricială a rezultatelor obținute, interpretarea cantitativă și calitativă a acestora;

# **4. LIMITE REZULTATE DIN IMPUNEREA RESTRICȚIILOR PENTRU REGIMURILE DE DEFECT**

## **4.1. Introducere**

O a doua restricție tehnică ce limitează lungimea maximă a unei linii (rețele) electrice este cea determinată de sensibilitatea, selectivitatea și timpul de acționare al protecțiilor liniei față de curenții de scurtcircuit, în funcție de tipul acestor protecții. Cu cât distanța dintre locul producerii unui scurtcircuit și sursa de alimentare a rețelei respective este mai mare, cu atât curentul de scurtcircuit este mai mic, ca urmare a creșterii impedanței totale a căilor de curent interpușe între sursă și locul de defect. Există deci, pentru fiecare variantă constructivă a unei rețele, o lungime maximă a liniei electrice racordate la sursă, pentru care mai sunt asigurate condițiile referitoare la sensibilitatea, selectivitatea respectiv timpul maxim de acționare al protecțiilor liniei respective față de efectelor curenților de scurtcircuit. Scopul studiilor prezentate în capitolul de față este tocmai determinarea acestor lungimi limită.

Pentru a putea face aceste determinări este necesar să se efectueze mai întâi calculul curenților de scurtcircuit ce se produc în rețelele studiate, luând în considerare toate variantele constructive ale acestora.

Calculul curenților de scurtcircuit s-a efectuat prin aplicarea metodelor și prevederilor impuse de normativul în vigoare ([7]), folosind ipoteza scurtcircuitelor nete (metalice). Rezultatele obținute în această ipoteză sunt acoperitoare din punct de vedere al solicitărilor termice și electrodinamice ale echipamentelor, dar în cazul producerii scurtcircuitelor prin rezistențe de contact relativ mari, defecte caracteristice mai ales liniilor electrice cu conductoare izolate (torsadate), micșorarea curenților de defect afectează în mare măsură sensibilitatea protecțiilor.

## **4.2 Elementele principale ale metodologiei de calcul al curenților de scurtcircuit**

Conform [7], calculul curenților de scurtcircuit în rețelele electrice de curent alternativ ( $f_n = 50$  Hz), de joasă tensiune, se aplică în situația configurației arborescente (radiale a acestora).

Este vorba despre o metodă practică, simplificată de calcul al curenților de scurtcircuit într-o rețea de joasă tensiune, dar foarte eficientă deoarece conduce la rezultate prudente și suficient de exacte.

Metoda ia în considerare doi curenți, care diferă în amplitudine:

1. *curentul de scurtcircuit maxim*, care provoacă cele mai mari efecte termice și electromagnetice și care determină caracteristicile necesare ale echipamentului electric;
2. *curentul de scurtcircuit minim*, care poate servi la reglajul dispozitivelor de protecție, la verificarea condițiilor de pornire a motoarelor ș.a.

#### **4.2.1. Ipoteze de calcul**

Condițiile de valabilitate a aplicării metodei la calculul curenților de scurtcircuit în rețelele electrice de distribuție de joasă tensiune sunt următoarele [7, 37, 87]:

- scurtcircuitul este departe de generator și este alimentat într-un singur punct al rețelei de alimentare cu energie electrică;
- rețeaua de joasă tensiune luată în considerare are o schemă de funcționare radială (chiar dacă din punct de vedere constructiv este buclabilă, funcționarea ei este în schemă debuclată, radială);
- valorile tensiunii de alimentare și impedanțele elementelor componente ale rețelei sunt considerate constante;
- nu sunt luate în considerare rezistențele de contact și impedanțele de defect;
- un scurtcircuit polifazat este simultan pe toate fazele;
- curenții de scurtcircuit nu sunt calculați pentru defectele interne ale unui cablu dintr-un ansamblu de cabluri în paralel. Obs.: în cazul rețelelor electrice studiate în prezenta lucrare, liniile electrice subterane sunt aplicate doar ca excepție, pe distanțe foarte scurte, în situații de neevitat, motiv pentru care nu se iau în considerare;
- configurația rețelei nu se modifică pe durata scurtcircuitului. Numărul fazelor implicate în defect rămâne același (de ex: un scurtcircuit trifazat rămâne trifazat pe toată durata scurtcircuitului);
- capacitățile liniilor și admitanțele în paralel cu elementele pasive (sarcini) sunt neglijate;
- nu sunt luate în considerare dublele puneri la pământ în puncte diferite;
- influența motoarelor electrice din componența instalațiilor de utilizare se neglijează, având în vedere puterea nominală foarte mică a acestora (este

vorba de consumatori mici și dispersați);

- comutatoarele de prize ale transformatoarelor din stații și posturi de transformare se consideră pe poziția principală;
- se consideră impedanța echivalentă de secvență (succesiune) directă (pozitivă) egală cu cea inversă (negativă).

Prin definiție, un scurtcircuit se consideră *departe de generator* atunci când în timpul producerii acestuia, valoarea componentei periodice alternative a curentului de scurtcircuit rămâne practic constantă pe toată durata scurtcircuitului (fig. 4.1).

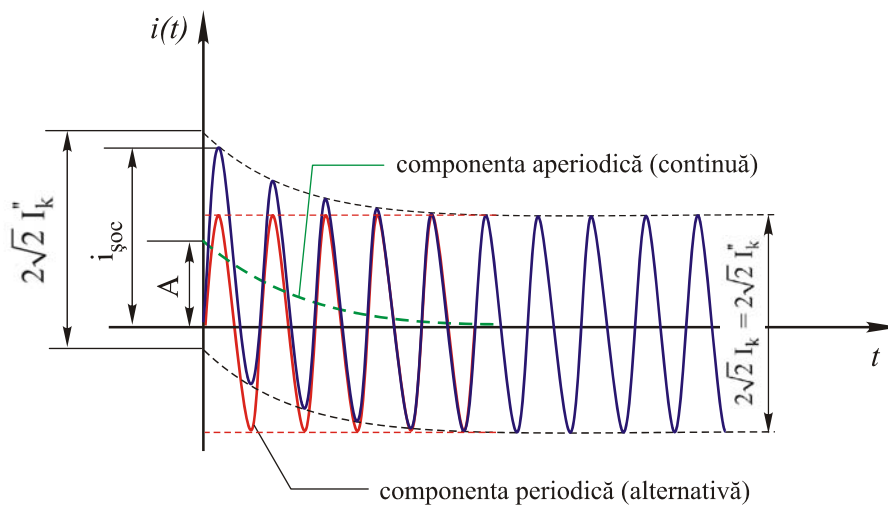


Fig. 4.1. Variația în timp a curentului de scurtcircuit în cazul scurtcircuitului produs departe de generator.

$I_k''$  - curentul inițial de scurtcircuit (c.a.);  $i_{\text{șoc}}$  - curentul de scurtcircuit de șoc;  $I_k$  - curentul permanent de scurtcircuit (c.a.);  $i_{\text{cc}}$  - componenta aperiodică a curentului de scurtcircuit (c.c.);  $A$  valoarea inițială a componentei aperiodice.

Deși foarte rar întâlnit în exploatare, curentul de scurtcircuit trifazat metalic (prin impedanță nulă), se calculează întotdeauna în proiectare și exploatare, constituind un element de bază pentru studiul rețelelor electrice. În rețelele cu neutrul legat direct la pământ, un loc deosebit îl ocupă calculul curentului de scurtcircuit monofazat. De regulă se efectuează calculul curenților de scurtcircuit trifazat metalic, iar în rețelele cu neutrul legat la pământ se efectuează și calculul curenților de scurtcircuit monofazat sau bifazat cu pământul.

Calculul curenților de scurtcircuit nesimetric este realizat prin utilizarea metodei componentelor simetrice.

Pentru rețelele de joasă tensiune, depărtate de generator, analizate în prezentul studiu, sunt considerate impedanțele de scurtcircuit directă (pozitivă)  $Z_d$  și homopolară (zero)  $Z_h$  (deoarece se admite  $Z_i = Z_d$ ).

Impedanța de scurtcircuit directă (pozitivă)  $Z_d$ , la locul de scurtcircuit, se obține aplicând în acest punct al rețelei, un sistem simetric direct de tensiuni. Toate mașinile turnante sunt scurtcircuitate în amonte de impedanțele lor interne.

Impedanța de scurtcircuit homopolară (zero)  $Z_h$ , la locul de scurtcircuit, se obține aplicând în acest punct al rețelei, o tensiune alternativă între fazele scurtcircuitate și întoarcerea comună.

Curentul de scurtcircuit în punctul de scurtcircuit este obținut cu ajutorul unei surse de tensiune echivalentă, aplicată în rețeaua fictivă de succesiune directă, în acest punct.

Tensiunea acestei surse este  $c \cdot U_n / \sqrt{3}$  și este singura tensiune activă din rețea.

Toate celelalte tensiuni active (ale rețelelor de alimentare, mașinilor sincrone și asincrone) sunt anulate, adică sunt scurtcircuitate în amonte de impedanțele lor interne.

Introducerea factorului  $c$  este necesară deoarece, pe de o parte, tensiunea variază în timp și spațiu, datorită schimbării ploturilor la transformatoare, iar pe de altă parte, în cazul adoptării unor metode simplificate (în care se neglijează sarcinile și capacitățile), el are rolul unui factor de corecție. Factorul  $c$  depinde de tensiunea rețelei și diferă după modul cum se efectuează calculul pentru curentul de scurtcircuit minim sau maxim. Valorile factorului  $c$  vor fi considerate conform tabelului 4.1 [7].

Tabelul 4.1. Valorile factorului de tensiune  $c$ .

Tensiuni nominale	Factorul de tensiune $c$ pentru	
	Calculul curentului de scurtcircuit maxim	Calculul curentului de scurtcircuit minim
joasă tensiune: 100 V - 1000 V a) 230/400 V b) alte valori	1,00 1,05	0,95 1,00
medie tensiune: 1 ~ 20(35) kV	1,10	1,00

### 4.2.2. Determinarea impedanțelor echivalente

Pentru calculul curenților de scurtcircuit din rețeaua de joasă tensiune trebuie mai întâi determinate impedanțele rețelei din amonte și raportate la tensiunea punctului în care s-a produs scurtcircuitul.

Pentru exemplificare se consideră rețeaua din figura 4.2, în care este reprezentat un scurtcircuit pe partea de joasă tensiune a unui transformator alimentat dintr-o rețea de medie tensiune.

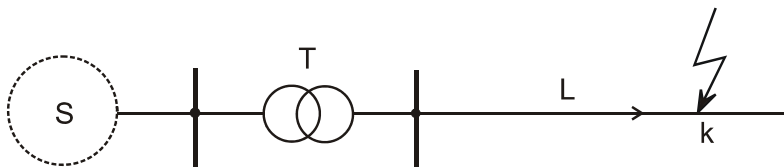


Fig. 4.2. Exemplu simplificat de rețea.

#### 4.2.2.1. Impedanța de scurtcircuit într-un nod al rețelei

Pentru rețeaua de medie tensiune se cunoaște curentul de scurtcircuit simetric inițial  $I''_{ks}$  la nivelul barelor colectoare și implicit puterea aparentă de scurtcircuit:

$$S''_k = \sqrt{3} \cdot U_{n\ MT} \cdot I''_{ks} \quad (4.1)$$

Cu aceste date poate fi determinată valoarea absolută a impedanței de scurtcircuit:

$$Z_k = \frac{c_k \cdot U_{ns}}{\sqrt{3} \cdot I''_{ks}} = \frac{c_k \cdot U_{ns}^2}{\sqrt{3} \cdot S_k} \quad (4.2)$$

unde  $c_k$  este factorul de tensiune relativ la bara sursei, conform tabelului 4.1 utilizat la determinarea lui  $I''_{ks}$ .

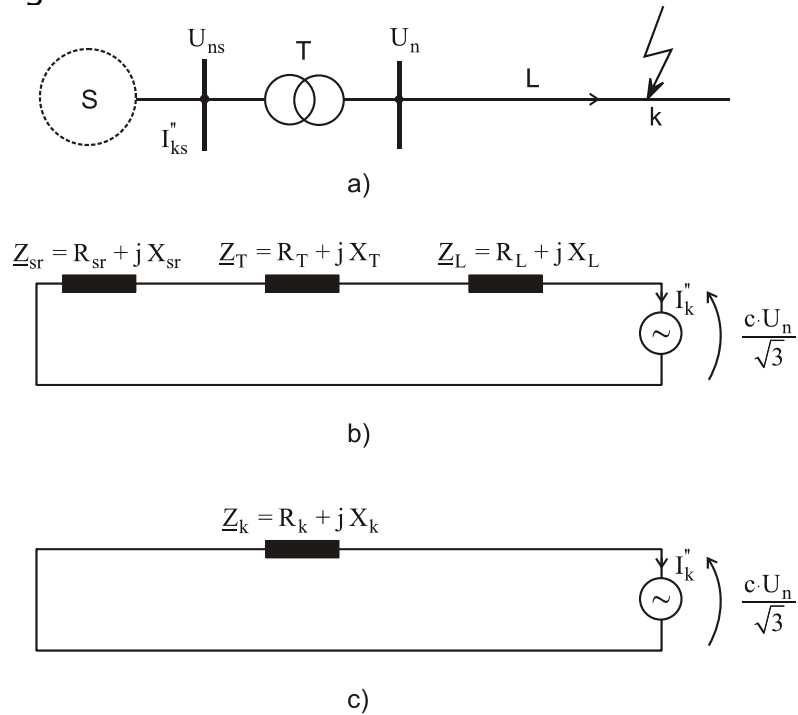
Pentru calculul curenților maximi și minimi de scurtcircuit se vor utiliza valorile corespunzătoare ale curenților  $I''_{ks\ max}$  și  $I''_{ks\ min}$ . Dacă nu se cunoaște  $I''_{ks\ min}$ , se poate utiliza  $Z_k$  calculat pentru curentul maxim.

Dacă nu se cunosc cu exactitate  $R_s$  și  $X_s$  ale sursei se poate considera că:

$$R_s = 0,1 \cdot X_s \quad \text{respectiv} \quad X_s = 0,995 \cdot Z_s \quad (4.3)$$

În general nu este necesară cunoașterea impedanței homopolare a rețelei de alimentare, deoarece cea mai mare parte a transformatoarelor (prin conexiunea lor) decuplează sistemele homopolare ale sursei și ale rețelei de joasă tensiune.

Exemplificarea calculului curentului de scurtcircuit simetric inițial  $I_k''$  se poate vedea în figura 4.3.



$$\underline{Z}_k = \underline{Z}_d = (R_{sr} + j \cdot X_{sr}) + (R_T + j \cdot X_T) + (R_L + j \cdot X_L) = (R_{sr} + R_T + R_L) + j \cdot (X_{sr} + X_T + X_L)$$

Fig. 4.3. Scurtcircuit pe partea de joasă tensiune a unui transformator alimentat dintr-o rețea de MT. Exemplificarea calculului curentului de scurtcircuit simetric inițial  $I_k''$  utilizând metoda sursei echivalente de tensiune: a) schema rețelei; b) schema rețelei echivalente de succesiune directă; c) schema echivalentă de calcul, cu impedanța  $Z_k$  de scurtcircuit.

#### 4.2.2.2. Impedanța transformatorului

Impedanța de scurtcircuit de succesiune directă (pozitivă) a transformatoarelor cu două înfășurări se determină cu relațiile de mai jos.

$$\underline{Z}_d = \underline{Z}_T = R_T + j \cdot X_T \tag{4.4}$$

unde:

$$Z_{T \text{ jt}} = \frac{u_{sc}}{100} \cdot \frac{U_{n \text{ jt}}^2}{S_{nT}} \cdot 10^3 \quad [\Omega] \tag{4.5}$$

$$R_{T \text{ jt}} = \Delta P_{Cu} \cdot \frac{U_{n \text{ jt}}^2}{S_{nT}^2} \cdot 10^3 = \frac{\Delta P_{Cu}}{3 \cdot I_{n \text{ jt}}^2} \cdot 10^3 = \frac{u_{scR}}{100} \cdot \frac{U_{n \text{ jt}}^2}{S_{nT}} \cdot 10^3 \quad [\Omega] \tag{4.6}$$

$$X_{T \text{ jt}} = \sqrt{Z_{T \text{ jt}}^2 - R_{T \text{ jt}}^2} \quad [\Omega] \tag{4.7}$$

unde:  $U_{n \text{ jt}}$  este tensiunea nominală a înfășurării de joasă tensiune (kV);



- $S_{nT}$  - puterea nominală a transformatorului (kVA);  
 $u_{sc}$  - tensiunea de scurtcircuit nominală (%);  
 $\Delta P_{Cu}$  - pierderile totale în înfășurări la curentul nominal (kW);  
 $u_{scR}$  - căderea de tensiune rezistivă (%):  $u_{scR} = \frac{\Delta P_{Cu}}{S_n} \cdot 100$  (%)  
 $I_{n jt}$  - curentul nominal al înfășurării de joasă tensiune [A]

Impedanța de scurtcircuit homopolară a transformatorului pe partea de joasă tensiune este obținută de la constructorul acestuia sau utilizând rapoartele  $X_{hT}/X_{T jt}$  și  $R_{hT}/R_{T jt}$  date în [7].

#### 4.2.2.3. Impedanța liniei electrice aeriene și subterane

Impedanțele  $Z_{dL}$  și  $Z_{hL}$  ale liniilor aeriene și subterane, depind de tipul constructiv și sunt date de proiectare.

Impedanța echivalentă longitudinală de succesiune directă:

$$\underline{Z}_{dL} = \underline{Z}_L = R_L + j \cdot X_L, \quad Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2} \quad (4.8)$$

Rezistența:

$$R_L = R_0 \cdot l \quad (4.9)$$

unde  $l$  este lungimea liniei și  $R_0$  - rezistența specifică. Valoarea rezistenței  $R_0$  se găsește în cataloage și îndrumătoare sau calculată și este funcție de temperatură.

Pentru calculul curentului de scurtcircuit maxim, temperatura conductorului va fi considerată egală cu 20° C.

Pentru calculul curentului minim trebuie luată în considerare temperatura la sfârșitul scurtcircuitului.

Reactanța:

$$X_L = X_0 \cdot l, \quad (4.10)$$

unde  $X_0$  este reactanța specifică  $\Omega/\text{km}$ , dată în îndrumătoare sau calculată.

Impedanța echivalentă longitudinală de succesiune homopolară (zero)  $Z_{hL}$  depinde de calea de întoarcere a curentului. Ea este determinată cu ajutorul rapoartelor  $R_{hL}/R_L$  și  $X_{hL}/X_L$ , prin măsurători sau calcul [7].

#### 4.2.2.4. Raportarea impedanțelor

Pentru calculul curentului de scurtcircuit la nivelul de joasă tensiune, toate impedanțele de pe partea de înaltă (medie) tensiune a rețelei trebuie

aduse (raportate) la acest nivel de tensiune. Această operație se face cu ajutorul raportului de transformare  $k_{rap}$  conform relației (4.11) raport care poate fi cel nominal sau cel uzual [7]:

$$k_{rap} = \frac{U_{n\ mt}}{U_{n\ jt}} \quad (4.11)$$

Raportarea impedanțelor de pe partea de medie tensiune la nivelul de joasă tensiune, se face cu o relație de tipul:

$$Z_{mt\ rap} = \frac{Z_{mt}}{k_{rap}^2} \quad (4.12)$$

### 4.2.3. Relațiile de calcul pentru curenții de scurtcircuit

#### 4.2.3.1. Scurtcircuit trifazat simetric

În figura 4.3 sunt prezentate etapele de calcul al unui curent de scurtcircuit trifazat simetric, într-o rețea radială, alimentată printr-un transformator. Tensiunea sursei echivalente din punctul  $k$  de scurtcircuit este singura sursă activă a rețelei. Toate celelalte tensiuni sunt anulate. Toate impedanțele sunt luate în considerare în impedanța echivalentă  $Z_k$ .

Pentru un scurtcircuit departe de generator, curentul de scurtcircuit simetric de rupere  $I_r$  și curentul de scurtcircuit permanent  $I_k$  sunt egali cu curentul de scurtcircuit inițial  $I_k''$ .

$$I_r = I_k = I_k'' \quad (4.13)$$

Curentul de scurtcircuit simetric inițial se determină cu relația:

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_k} \quad (4.14)$$

#### 4.2.3.2. Curentul de scurtcircuit bifazat

La tensiunea sursei echivalente  $c \cdot U_n / \sqrt{3}$ , aplicată în punctul de scurtcircuit  $k$  și cu impedanța de scurtcircuit directă (pozitivă)  $Z_d = Z_k = Z_h$ , curentul inițial de scurtcircuit bifazat este dat de relația:

$$I_{k2}'' = \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k \quad (4.15)$$

unde  $I_k$  este dat de relația (4.14).

În cazul unui scurtcircuit bifazat departe de sursă, curentul permanent de scurtcircuit și curentul de rupere sunt egali cu  $I_{k2}''$ :

$$I_{k2} = I_{r2} = I_{k2}'' \quad (4.16)$$

### 4.2.3.3. Curent de scurtcircuit monofazat (fază - pământ)

Curentul de scurtcircuit inițial este dat de relația:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_n}{|2 \cdot \underline{Z}_d + \underline{Z}_h|} \quad (4.17)$$

În cazul unui scurtcircuit monofazat depărtat de sursă, curenții de scurtcircuit sunt maximi pentru cazul impedanțelor unghiurilor egale ale impedanțelor  $\underline{Z}_d$ ,  $\underline{Z}_i$  și  $\underline{Z}_h$ :

$$I_{k1} = I_{r1} = I''_{k1} \quad (4.18)$$

## 4.3. Determinarea curenților de scurtcircuit în zone ipotetice de rețea

În lucrarea de față calculul curenților de scurtcircuit s-a făcut analizând patru situații - zone de rețea ipotetice – considerate semnificative, conținând soluțiile „clasice” sau cele neconvenționale precizate anterior. Caracteristicile elementelor componente au fost astfel stabilite încât rezultatele obținute să se situeze în apropierea celor pentru situații particulare similare, pe baza lor putându-se apoi determina lungimile maxime admisibile din punct de vedere al sensibilității, selectivității și rapidității impuse protecțiilor.

Pentru fiecare dintre zonele de rețea considerate s-a determinat influența secțiunii conductoarelor liniilor electrice, a lungimii acestora, a puterii aparente nominale a transformatoarelor implicate, asupra valorii curenților de scurtcircuit, de fapt a influenței modificării parametrilor echivalenți longitudinali ai căilor de curent interpuse între sursă și locul de producere a defectului [84].

### 4.3.1. Zona 1 de rețea

Este considerată soluția clasică, zona de interes fiind formată dintr-un racord trifazat la un ax al unei LEA trifazate de 20 kV, ce alimentează printr-un transformator trifazat coborâtor, o rețea trifazată de 0,4/0,23 kV (fig. 4.4).

Caracteristicile cele mai importante ale elementelor componente sunt precizate în figura 4.4.

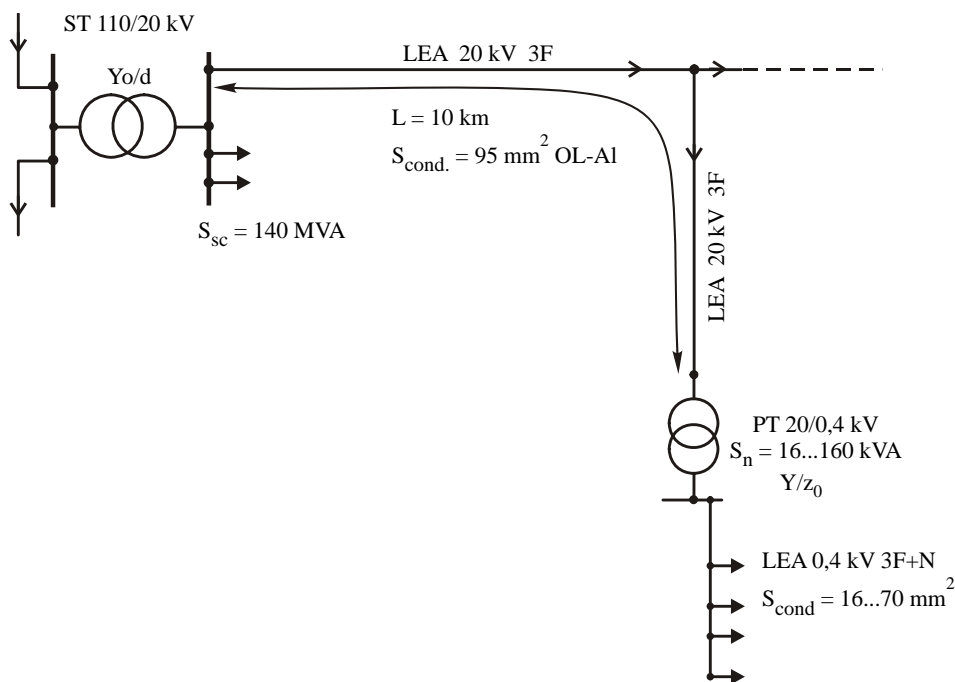


Fig. 4.4 Zona ipotetică 1.

Rețeaua de medie tensiune este alimentată de pe barele unei stații de transformare de 110/20 kV, puterea aparentă corespunzătoare curentului de scurtcircuit trifazat inițial pe bara de medie tensiune a acesteia fiind de 140 MVA. Așa cum se știe, rețelele de medie tensiune din România sunt trifazate, fără conductor neutru. Zonele rurale fiind alimentate prin linii aeriene, neutrul acestora este cel mai adesea tratat prin bobină de stingere (Petersen).

Rețeaua de joasă tensiune este însă cu neutrul legat rigid la pământ, existând totodată cel de al patrulea conductor, cel neutru. Cele mai frecvente scurtcircuite sunt deci cele monofazate, care, așa cum se va vedea și din rezultatele calculului, conduc și la cele mai mari valori ale curenților de scurtcircuit.

Transformatorul din PT ce alimentează rețeaua de joasă tensiune are succesiv valori nominale cuprinse între 5 și 160 kVA, iar conductoarele liniilor de joasă tensiune, neizolate respectiv torsadate, au succesiv valori cuprinse între 16 și 70 mm<sup>2</sup>. Evident, pentru sarcinile studiate în prezenta lucrare, interesează mai întâi valorile mici ale puterilor nominale respectiv secțiunilor.

S-au calculat atât curenții de scurtcircuit monofazat cât și cei de scurtcircuit bifazat și trifazat. Relațiile de calcul și rezultatele acestuia sunt prezentate în Anexa 9.

Cea mai practică reprezentare a rezultatelor este reprezentarea grafică a variației valorii curentului de scurtcircuit cu lungimea liniei electrice cuprinse între locul producerii scurtcircuitului și sursă (barele de joasă tensiune ale transformatorului din PT). În figurile 4.5, 4.6 și 4.7 sunt

reprezentate doar o mică parte a rezultatelor, valabile pentru o rețea de 0,4/0,23 kV alimentată dintr-un PT la care puterea aparentă nominală a transformatorului este de 5 kVA, respectiv cinci variante constructive a conductoarelor izolate torsadate.

Aceste grafice sunt concepute astfel încât să se transforme în instrumente deosebit de utile atât în faza de proiectare cât și în cea de exploatare a rețelelor. Așa cum se poate observa, pentru o mai precisă determinare, graficul inițial a fost reluat într-o reprezentare grafică pe porțiuni (0÷50 m, 50÷200 m, 200÷1000 m). Nu s-a depășit distanța de 1000 m, deoarece așa cum se va vedea în concluziile acestui capitol, această valoare se află în apropierea valorii maxime pentru care protecțiile satisfac cerințele impuse.

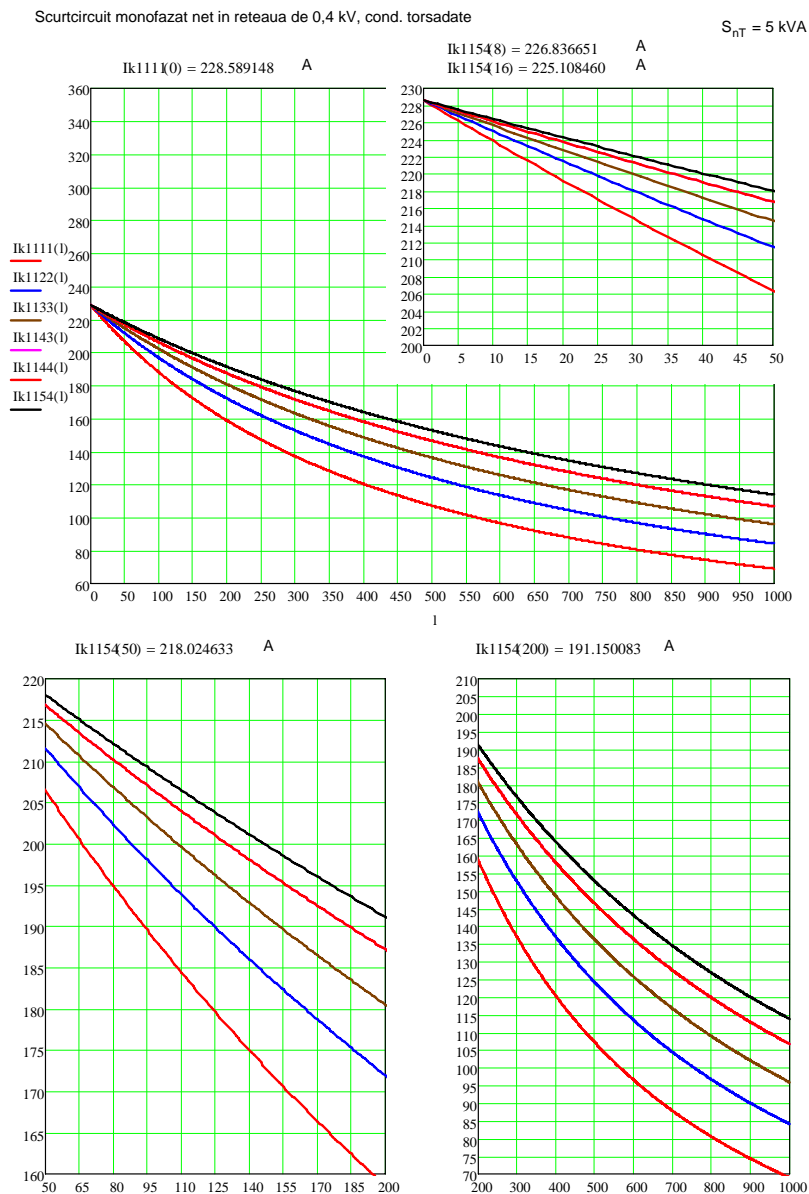


Fig. 4.5. Variația cu distanța față de sursă, a curentului de scurtcircuit monofazat produs în rețeaua de joasă tensiune, alimentată dintr-un transformator cu puterea nominală de 16 kVA.

Scurtcircuit bifazat net in rețeaua de 0,4 kV, cond. torsadate

$S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

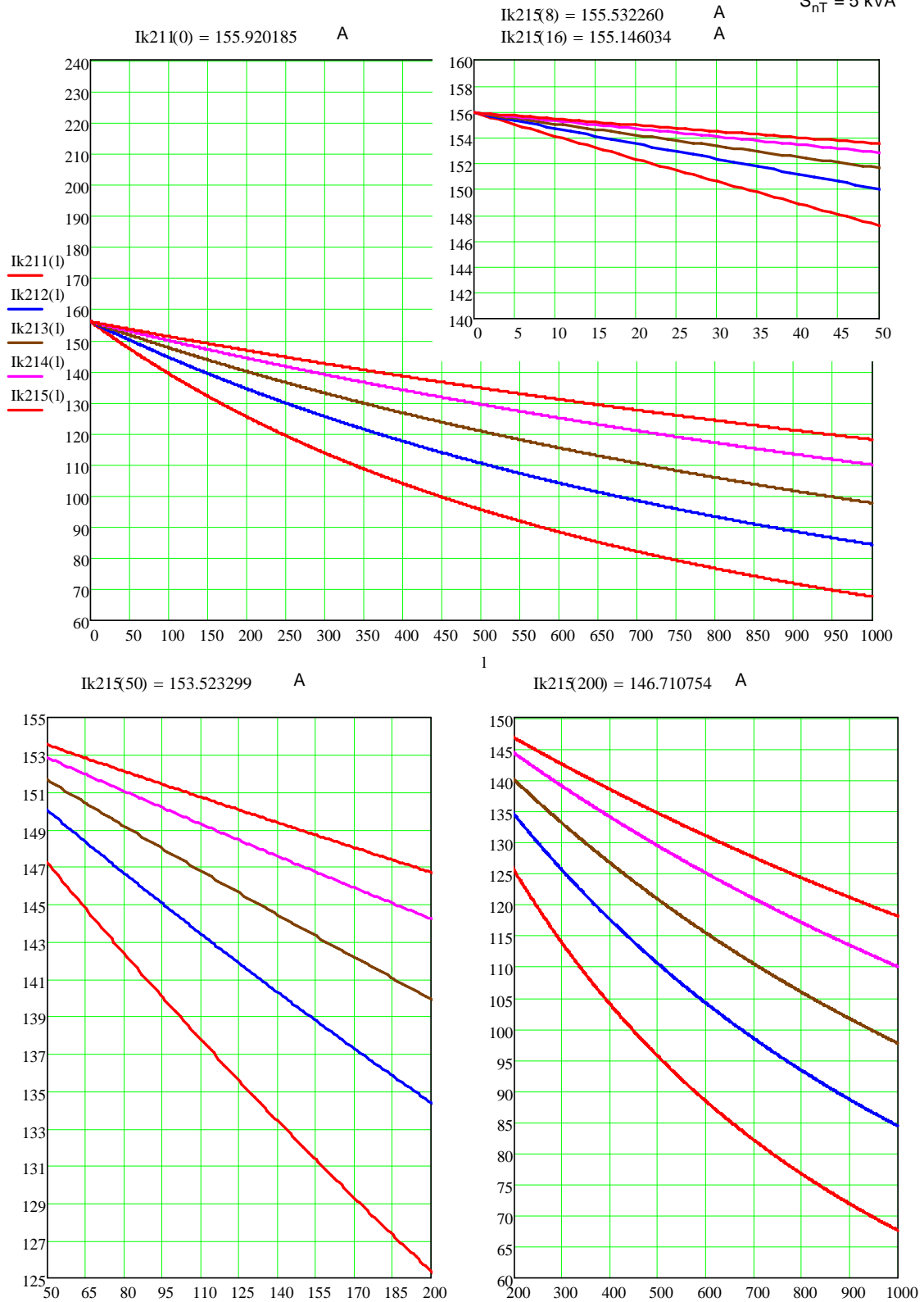


Fig. 4.6. Variația cu distanța față de sursă, a curentului de scurtcircuit bifazat produs în rețeaua de joasă tensiune, alimentată dintr-un transformator cu puterea nominală de 5 kVA

Scurtcircuit trifazat net in rețeaua de 0,4 kV, cond. torsadate

$S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

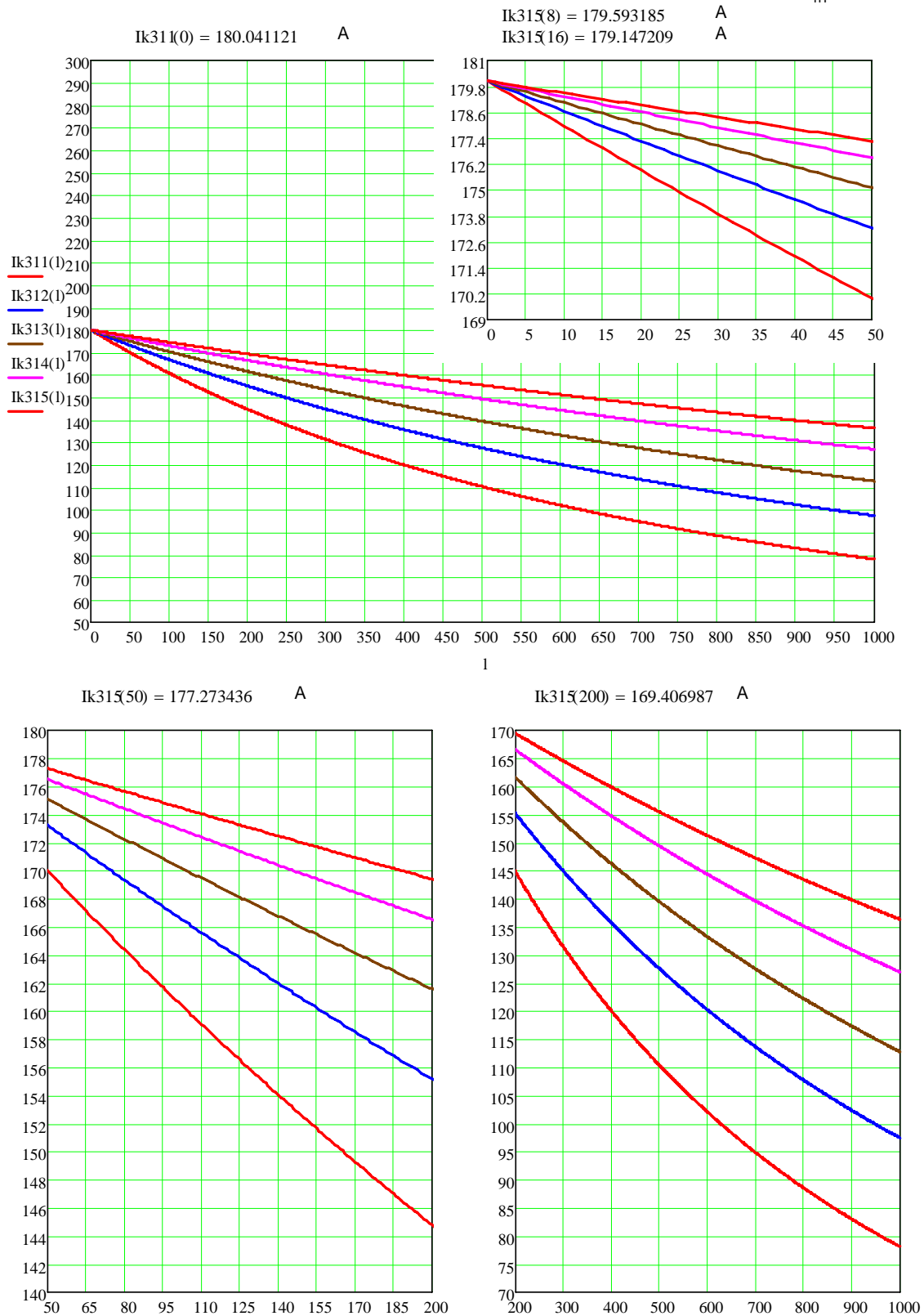


Fig. 4.7. Variația cu distanța față de sursă, a curentului de scurtcircuit trifazat produs în rețeaua de joasă tensiune, alimentată dintr-un transformator cu puterea nominală de 5 kVA



### 4.3.2. Zona 2 de rețea

Rețeaua considerată cuprinde un racord bifazat la un ax al unei LEA trifazate de 20 kV, ce alimentează printr-un transformator monofazat coborât, de 20/0,23 kV, o rețea monofazată de 0,23 kV (fig. 4.8).

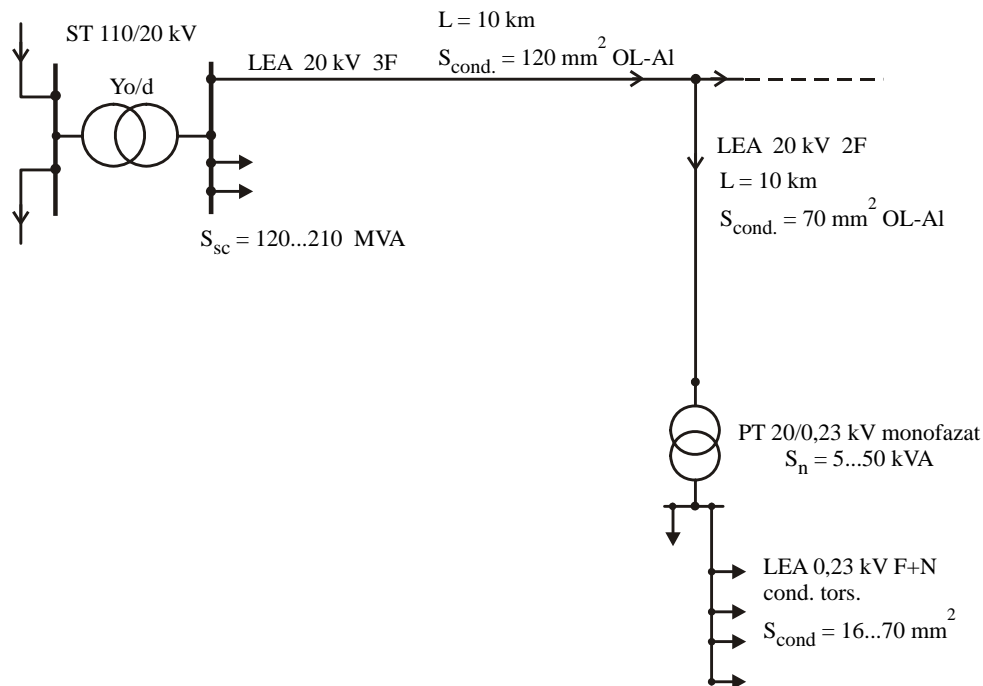


Fig. 4.8. Zona ipotetică 2.

Zona 2 de rețea cuprinde una dintre soluțiile neconvenționale prezentate în lucrarea de față: utilizarea de transformatoare monofazate de mt/jt și rețelele aferente monofazate de distribuție de joasă tensiune.

De data aceasta studiul include calculul curenților de scurtcircuit bifazat și trifazat, produși în rețeaua de medie tensiune, în funcție de lungimea liniei cuprinse între locul de scurtcircuit și sursă (bara de medie tensiune a stației), dependent de puterea de scurtcircuit echivalentă la nivelul acestor bare, cuprinsă între 120÷220 MVA (fig. 4.9). Nefiind defecte cu pământul, rezultatele calculului sunt identice pentru situațiile în care neutrul rețelei de medie tensiune este izolat, sau tratat cu bobină de stingere respectiv rezistor de limitare. Distanța față de sursă a fost considerată între 0÷20 km.

Este interesat de observat faptul că valoarea curenților de scurtcircuit scade pronunțat cu lungimea liniei. Astfel, de exemplu în cazul curenților de scurtcircuit trifazat, la o putere aparentă de scurtcircuit pe barele de medie tensiune ale stației de 140 MVA, valoarea curenților scade de la 3650 A (dacă locul de defect ar fi pe bare) la 1070 A (dacă defectul s-ar produce la 20 km distanță de bare). Se mai poate observa că cu cât distanța dintre barele de medie tensiune și locul producerii scurtcircuitului este mai mare, cu atât influența valorii puterii aparente de scurtcircuit echivalente pe aceste

bare, asupra valorii curentului de scurtcircuit este mai mică. Acest lucru se explică prin faptul că ponderea impedanței echivalente de scurtcircuit pe bare, în impedanța totală de scurtcircuit, este tot mai mică, pe măsură ce locul producerii defectului se îndepărtează de bare.

De asemenea, cu scopul determinării puterii aparente de scurtcircuit trifazate respectiv a impedanței de scurtcircuit trifazate echivalente la bornele de medie tensiune ale transformatorului de 23/0,23 kV, s-a studiat variația cu distanța față de sursă a acestor mărimi, în funcție și de puterile aparente de scurtcircuit pe barele de medie tensiune, ale căror valori au fost precizate anterior (fig. 4.10).

Mărimile caracteristice și parametrii electrici echivalenți ai elementelor de rețea ce intervin, respectiv relațiile pentru calculele necesare studiului, sunt prezentate în Anexa 10.

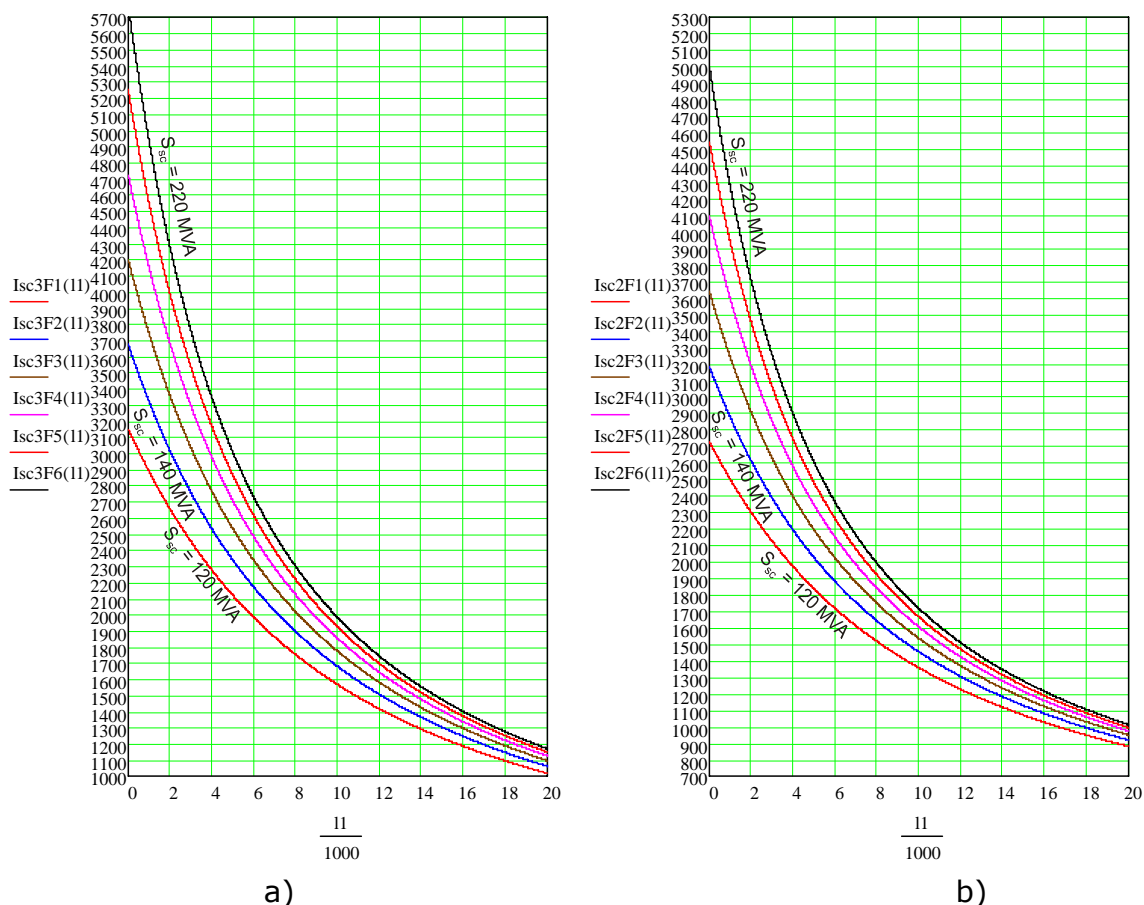


Fig. 4.9. Curenții de scurtcircuit trifazat (a) respectiv bifazat (b), în funcție de distanța  $l$  de barele de medie tensiune și de puterea de scurtcircuit pe aceste bare.

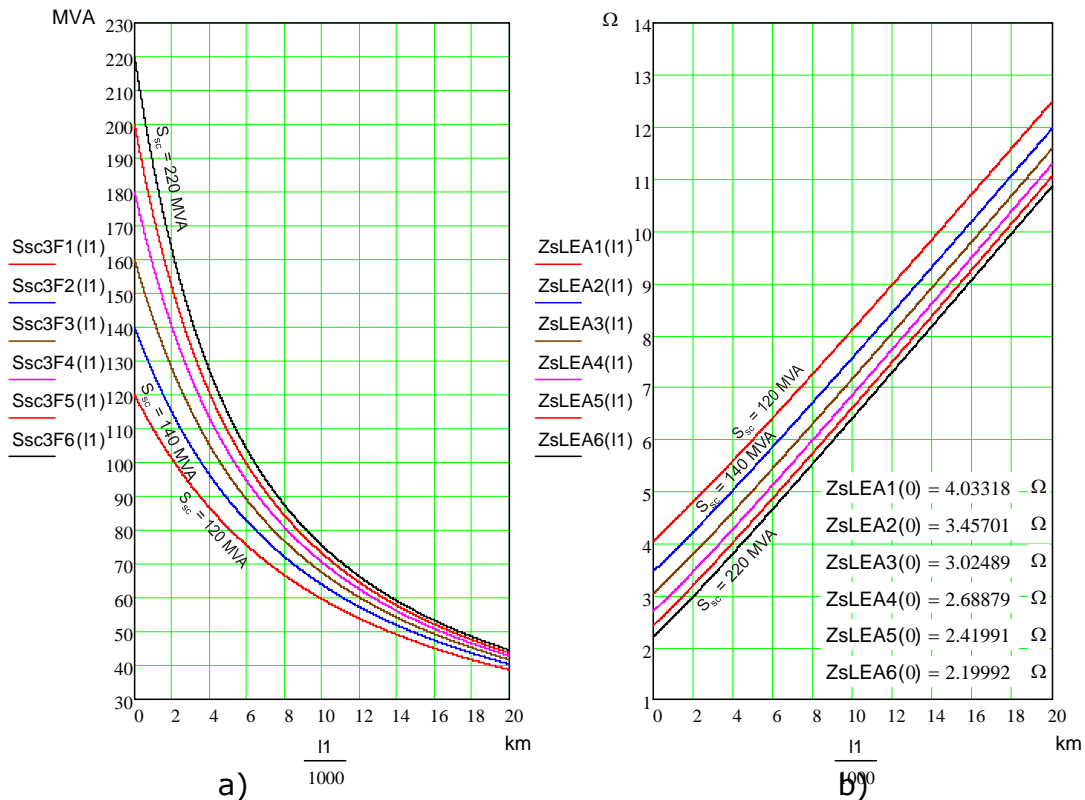


Fig. 4.10. Puterea de scurtcircuit trifazat (a) respectiv impedanța de scurtcircuit (b), într-un punct de pe linie, situat la distanța  $l_1$  de barele de 20 kV, în funcție de puterea de scurtcircuit pe aceste bare

S-au calculat apoi valorile curenților de scurtcircuit bifazat net produs pe racordul bifazat de 20 kV, sau la bornele de medie tensiune ale transformatorului coborâtor de 20/0,23 kV, în funcție de lungimea racordului (distanța față de axul trifazat), puterea aparentă de scurtcircuit pe barele de medie tensiune ale stației, respectiv secțiunea conductoarelor racordului. O parte din rezultate sunt prezentate în figurile 4.11 și 4.12, alte rezultate fiind incluse în Anexa 10.

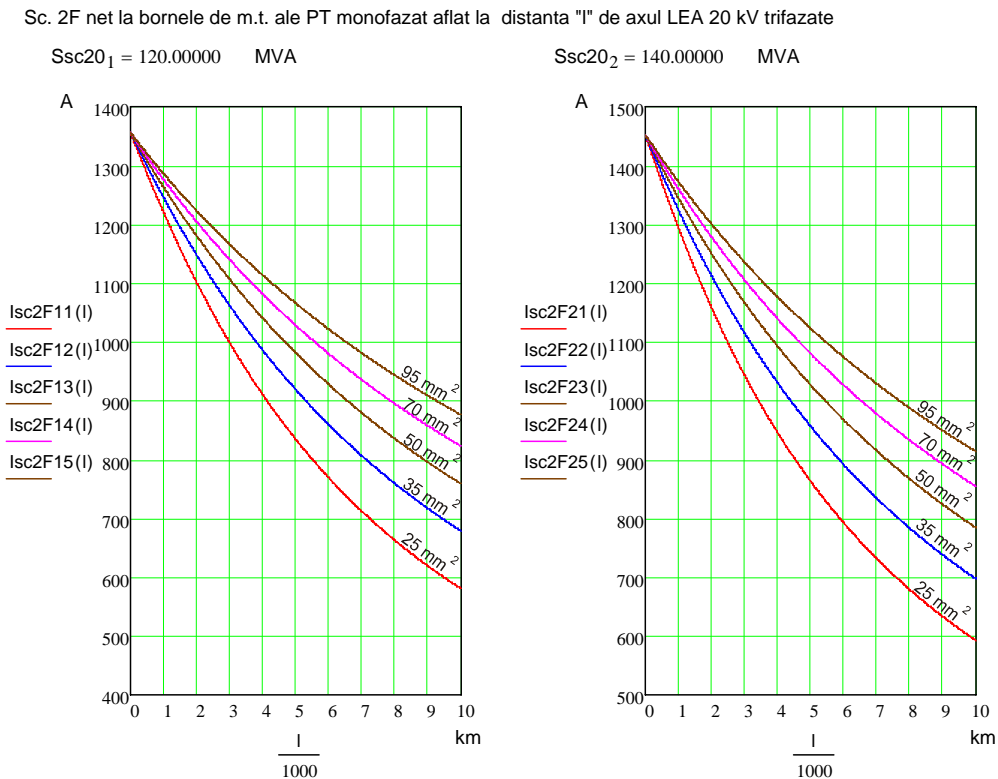


Fig. 4.11. Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța  $l$  de racordul la axul LEA 20 kV, când puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației este de 120 MVA, respectiv 140 MVA.

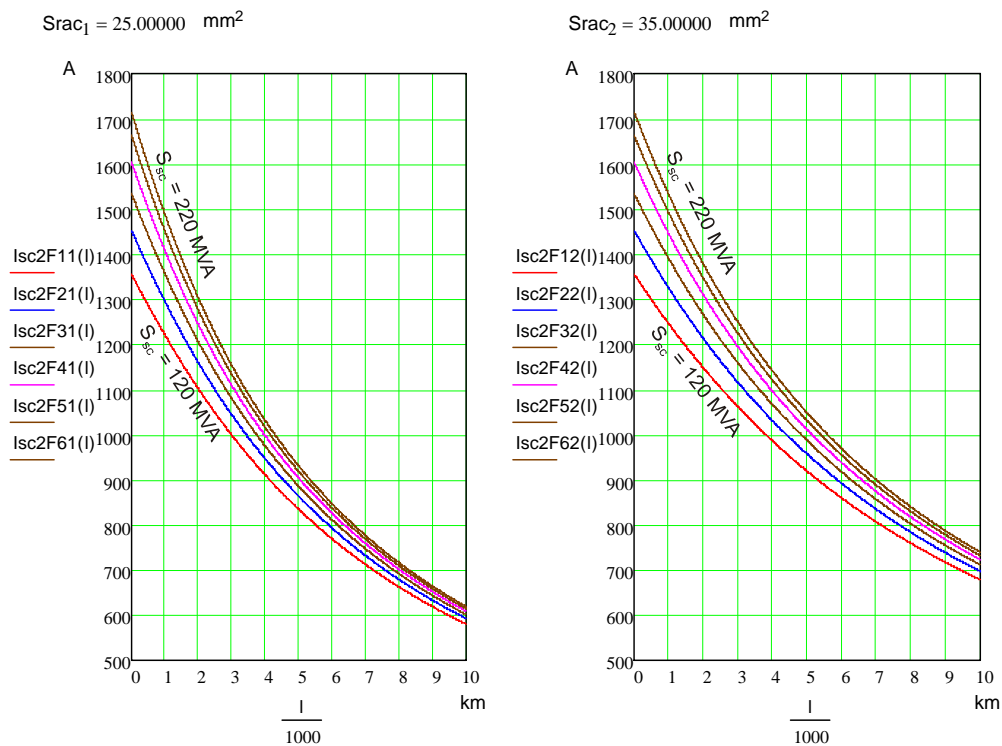


Fig. 4.12. Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța  $l$  de racordul la axul LEA 20 kV, în funcție de secțiunea conductoarelor și puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației

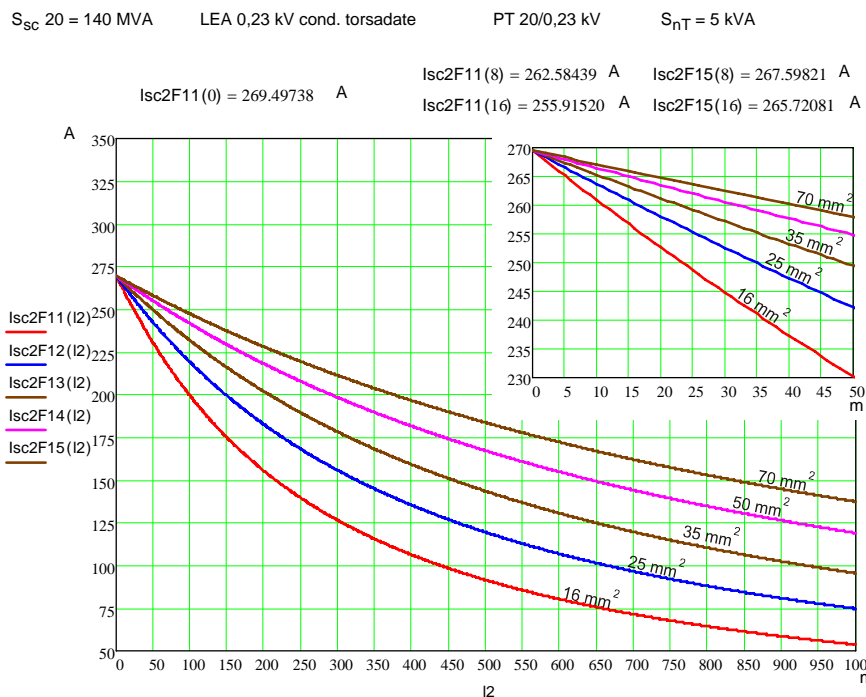


Fig. 4.13. Curentul de scurtcircuit (bifazat net), la distanța  $l_2$  de bornele de joasă tensiune ale transformatorului de 20/0,23 kV  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$ , în funcție de secțiunea conductoarelor (la o putere de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației de  $S_{sc20} = 140 \text{ MVA}$ ).

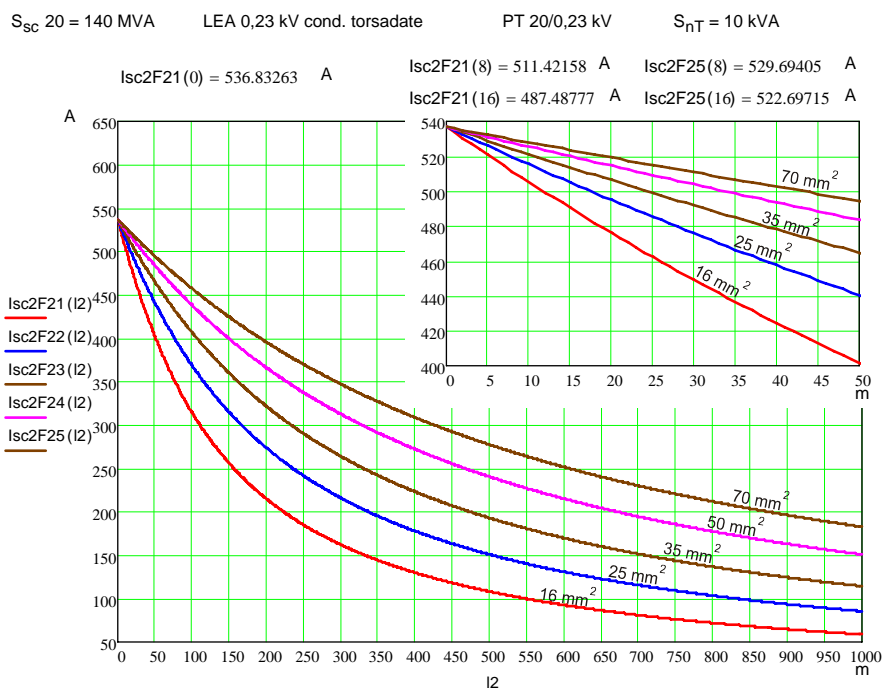


Fig. 4.14. Curentul de scurtcircuit (bifazat net), la distanța  $l_2$  de bornele de joasă tensiune ale transformatorului de 20/0,23 kV  $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$ , în funcție de secțiunea conductoarelor (la o putere de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației de  $S_{sc20} = 140 \text{ MVA}$ ).

Pentru configurația și caracteristicile precizate în figura 4.8, s-au calculat apoi curenții de scurtcircuit în rețeaua de joasă tensiune de 0,23 kV. Pentru transformatoarele de mică putere 5 kVA și respectiv 10 kVA, rezultatele sunt prezentate în figurile 4.13 și respectiv 4.14. Alte rezultate sunt cuprinse în anexa 10.

### 4.3.3. Zona 3 de rețea

De data aceasta studiul curenților de scurtcircuit se face într-o rețea ce include un lanț de elemente format din: un racord trifazat la un ax al unei LEA trifazate de 20 kV, racord prin care se alimentează un transformator trifazat coborât de 20/1 kV, o linie trifazată de 1 kV, care printr-un transformator trifazat coborât de 1/0,4 kV, alimentează o rețea trifazată de 0,4/0,23 kV (fig. 4.15).

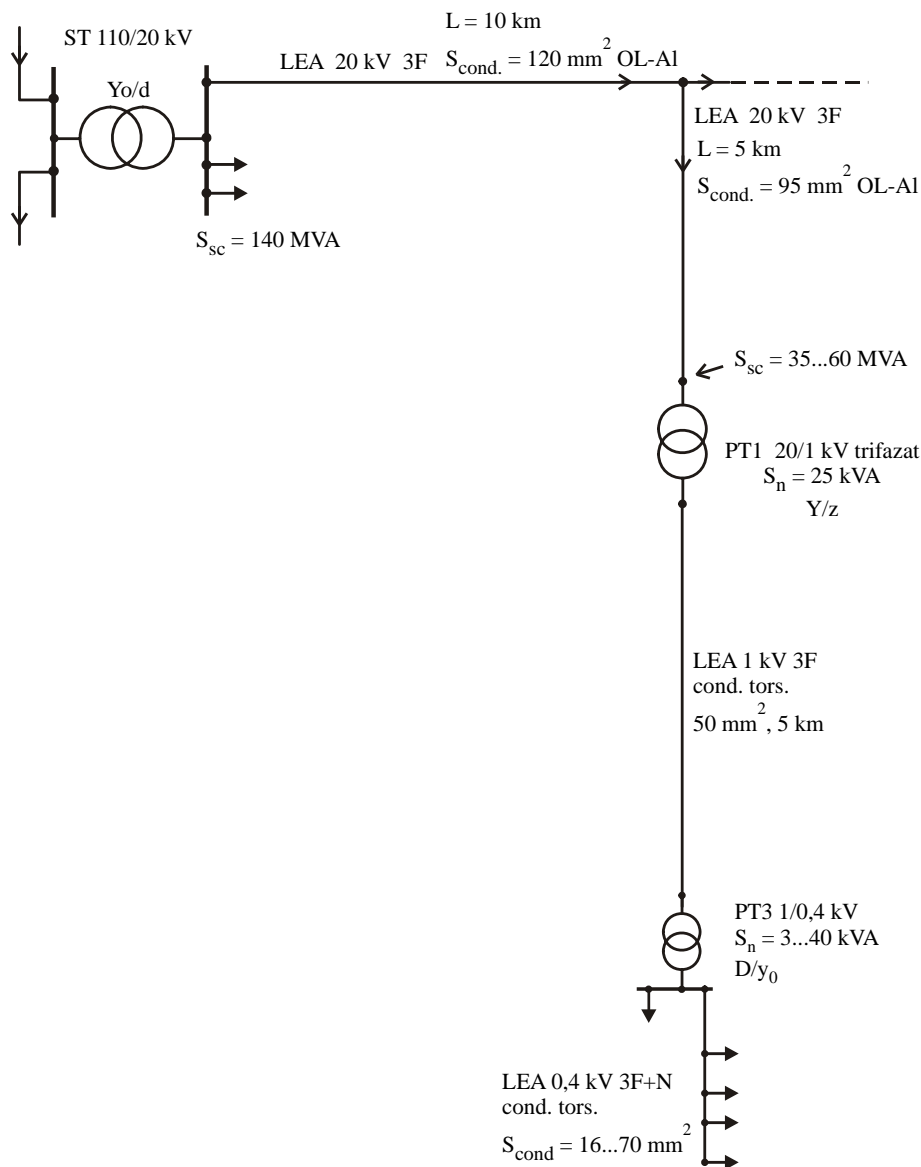


Fig. 4.15. Zona ipotetică 3.

Elementul „neconvențional” îl reprezintă zona cu tensiunea nominală de 1 kV. Configurația acesteia este una trifazată în totalitate, însă prezintă particularitatea că are neutrul izolat față de pământ. De aceea, punerea accidentală a unei faze la pământ nu constituie un scurtcircuit, curentul de punere la pământ având valori efective relativ mici și caracter capacitiv. În rețeaua de 1 kV nu se pune deci problema calculului curentului de scurtcircuit monofazat. Scurtcircuitul cu cea mai mare probabilitate de apariție este scurtcircuitul bifazat.

Caracteristicile elementelor de rețea, parametrii electrici echivalenți ai acestora și relațiile de calcul pentru determinarea valorilor curenților de scurtcircuit în zona 3 de rețea, sunt prezentați în Anexa 11. În figurile 4.16 respectiv 4.17 sunt prezentate o parte din rezultatele calculului curenților de scurtcircuit bifazat respectiv trifazat pe LEA 1 kV, considerând transformatoarele de mică și foarte mică putere, specifice alimentării consumatorilor mici și dispersați. Alte rezultate sunt incluse în Anexa 11.

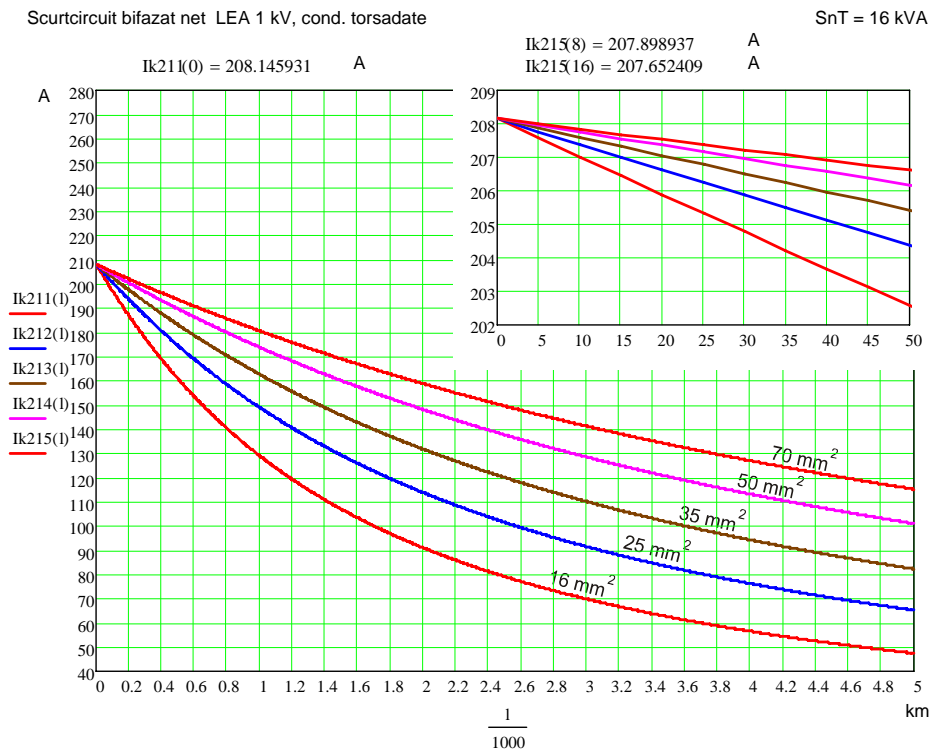


Fig. 4.16. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța  $l$  de transformatorul 20/1 kV,  $S_{nT} = 16$  kVA.



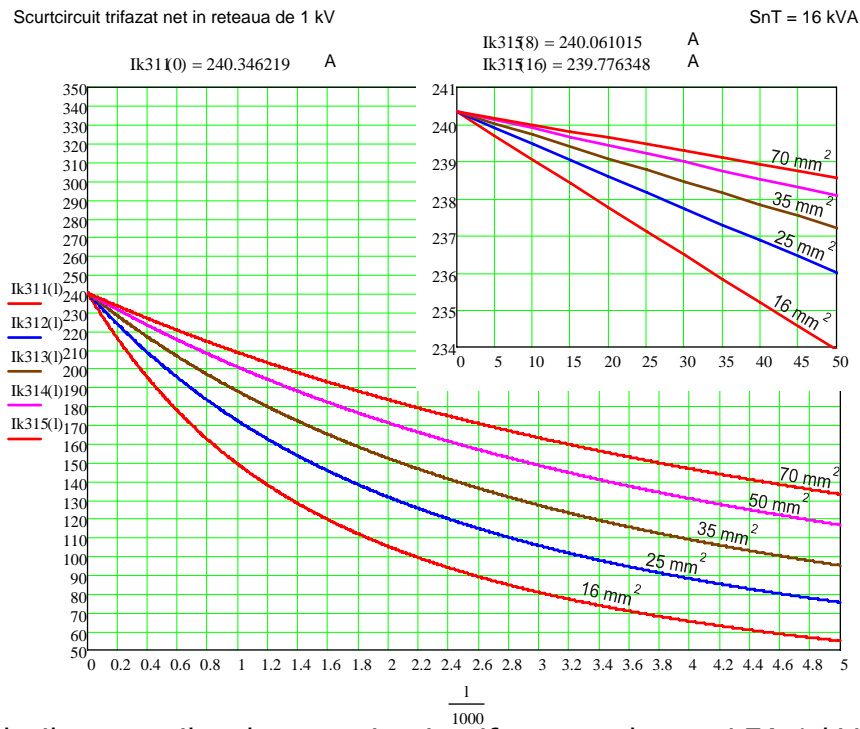


Fig. 4.17. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța / de transformatorul 20/1 kV,  $S_{nT} = 16$  kVA.

Scurtcircuit monofazat net in rețeaua de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

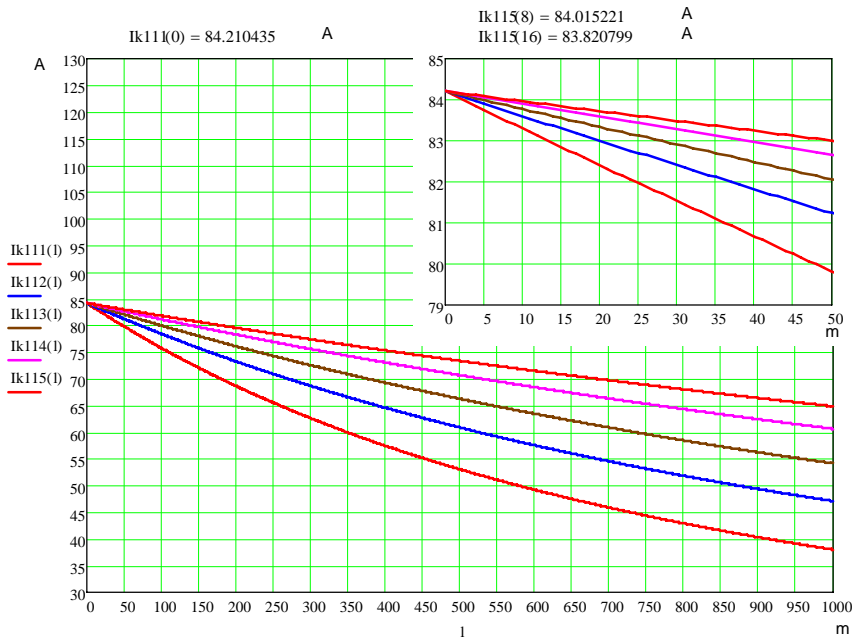


Fig. 4.18. Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța / de transformatorul 1/0, 4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA.

Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

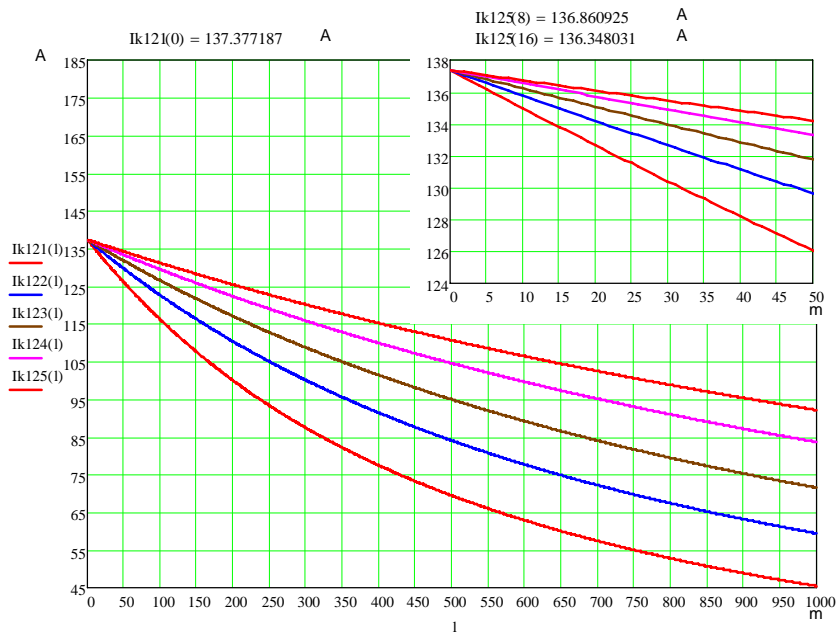


Fig. 4.19. Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV kV, la distanța  $l$  de transformatorul 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

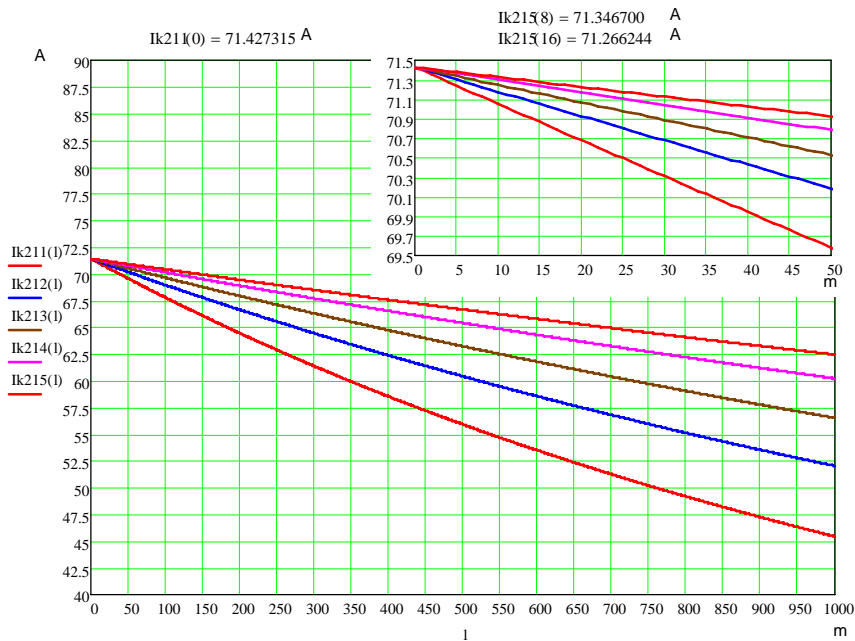


Fig. 4.20. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de transformatorul 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

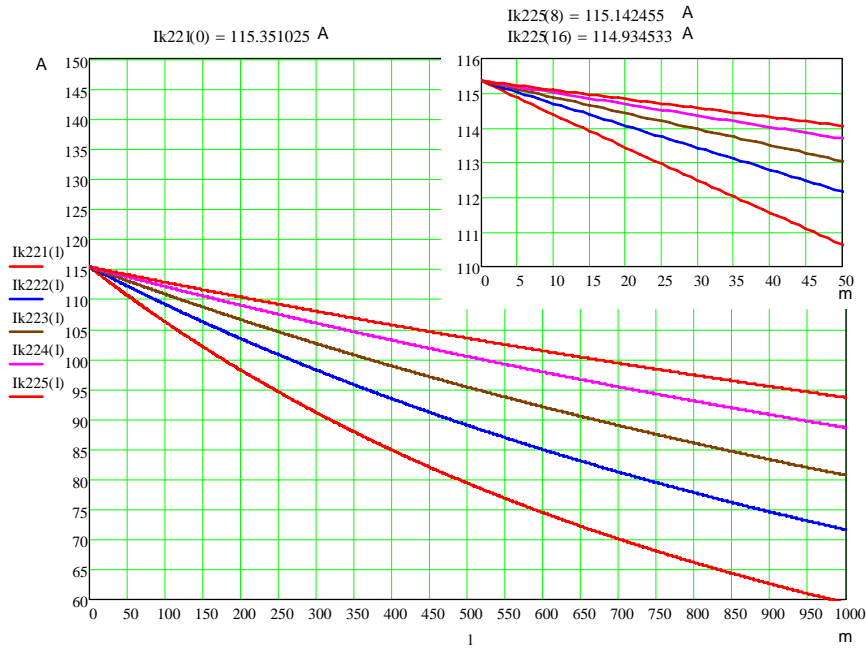


Fig. 4.21. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de transformatorul 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$

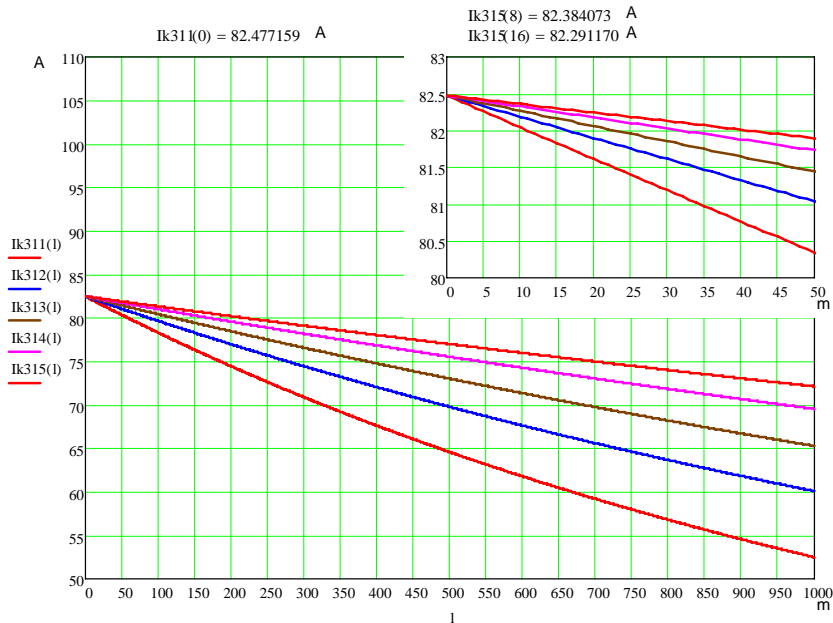


Fig. 4.22. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de transformatorul 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$ .

Scurtcircuit trifazat net în rețeaua de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

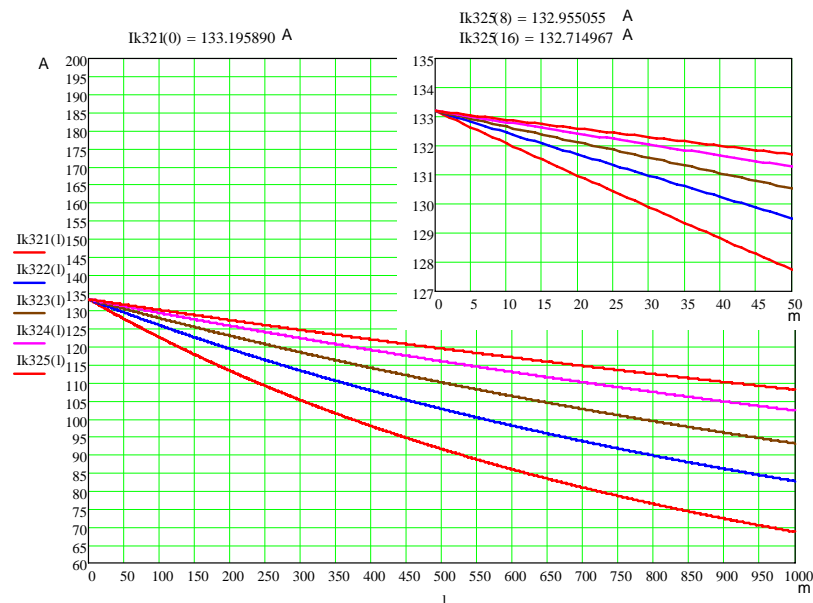


Fig. 4.23. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de transformatorul 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

Analiza rezultatelor obținute permite evidențierea următoarelor concluzii:

- scurtcircuitul monofazat conduce la valori mai mari ale curenților decât scurtcircuitul trifazat pentru zone aflate în apropierea sursei (transformatorului). Odată ce locul de defect se îndepărtează de începutul liniei, raportul se inversează. Acest lucru este determinat de ponderea mai pronunțată a impedanței echivalente de secvență zero (homopolară) a liniei decât a impedanței echivalente de secvență pozitivă (directă). Spre exemplu, pentru linia cu tensiunea nominală de 0,4 kV alimentată din secundarul transformatorului de 1/0,4 kV, de putere nominală  $S_{nT} = 5$  kVA, la o distanță de 1000 m de sursă, curentul de scurtcircuit monofazat având la bornele transformatorului valoarea de 137 A scade la 67 % dacă LEA are conductoare de  $70 \text{ mm}^2$ , respectiv la 33% pentru conductoare de  $16 \text{ mm}^2$ . În cazul curentului de scurtcircuit trifazat care la bornele transformatorului are valoarea de 133 A, scăderea la aceeași distanță se produce până la 81 % dacă LEA este construită cu conductoare de  $70 \text{ mm}^2$ , respectiv la 51% în cazul conductoarelor de  $16 \text{ mm}^2$ .
- odată cu creșterea puterii nominale a transformatorului, efectul creșterii lungimii liniei cuprinse între bornele secundare și locul producerii scurtcircuitului, asupra micșorării curentului de scurtcircuit este mai pronunțat. Acest lucru se explică prin micșorarea impedanței echivalente de secvență pozitivă (directă) a transformatorului și deci creșterea ponderii în impedanța totală, a impedanței echivalente a liniei. Spre

exemplu, producerea unui scurtcircuit trifazat pe LEA 0,4 kV, cu conductoarele având secțiunea de 35 mm<sup>2</sup>, la distanța de 1000 m de transformator, produce o scădere a valorii curentului la 79 % dacă transformatorul are puterea nominală de 3 kVA, respectiv la 69 % dacă transformatorul are puterea nominală de 5 kVA.

#### 4.3.4. Zona 4 de rețea

Rețeaua considerată include un racord trifazat la un ax al unei LEA trifazate de 20 kV, prin care se alimentează un transformator trifazat coborât, de 20/0,4 kV și rețeaua trifazată din secundarul acesteia de 0,4/0,23 kV – soluția „clasică”. La bara de 0,4 kV a PT, se racordează un transformator trifazat ridicător de tensiune, de 0,4/1 kV, care, printr-o linie trifazată de 1 kV și printr-un transformator trifazat coborât de 1/0,4 kV, alimentează o a doua rețea trifazată de 0,4/0,23 kV pentru alimentarea unor consumatori mici și dispersați aflați în zonă (fig. 14.24).

Așa cum se poate constata, ca și în cazurile anterioare de altfel, soluția este una ce permite extinderea rețelelor existente, atunci când capacitățile de transfer ale elementelor de rețea permit încărcări suplimentare cu sarcină.

Ca și în cazul anterior, rețeaua de 1 kV este construită cu neutrul izolat, deci nu se pune problema calculului curenților de scurtcircuit monofazați. Pentru configurația și caracteristicile elementelor prezentate în figura 14.24, s-au calculat valorile curenților de scurtcircuit bifazați și trifazați produși pe LEA 1 kV, în funcție de distanța față de postul de transformare de 0,4/1 kV, puterea nominală a acestuia și secțiunea conductoarelor LEA (16 ÷ 70 mm<sup>2</sup>). Fișa de calcul Mathcad, cu mărimile caracteristice, relațiile pentru calculul parametrilor echivalenți și curenții de scurtcircuit precum și rezultatele obținute, sunt incluse în Anexa 12. În figurile 4.25÷4.28 se prezintă grafic rezultatele acestui calcul, considerând doar transformatoarele de foarte mică putere, 3 kVA respectiv 5 kVA. Pentru puteri nominale mai mari, rezultatele sunt prezentate în Anexa 12.

S-au calculat apoi valorile curenților de scurtcircuit monofazați, bifazați și trifazați produși în rețeaua de 0,4 kV, alimentată din secundarul transformatorului coborât de 1/0,4 kV, în funcție de puterea nominală a acestuia, distanța față de PT și secțiunea conductoarelor LEA 0,4 kV (16 ÷ 70 mm<sup>2</sup>). Reprezentarea grafică a rezultatelor se prezintă în figurile 4.29÷4.34, pentru transformatoare de foarte mică putere, 3 kVA respectiv 5 kVA. În Anexa 12 sunt incluse și rezultatele pentru puteri nominale unitare mai mari.

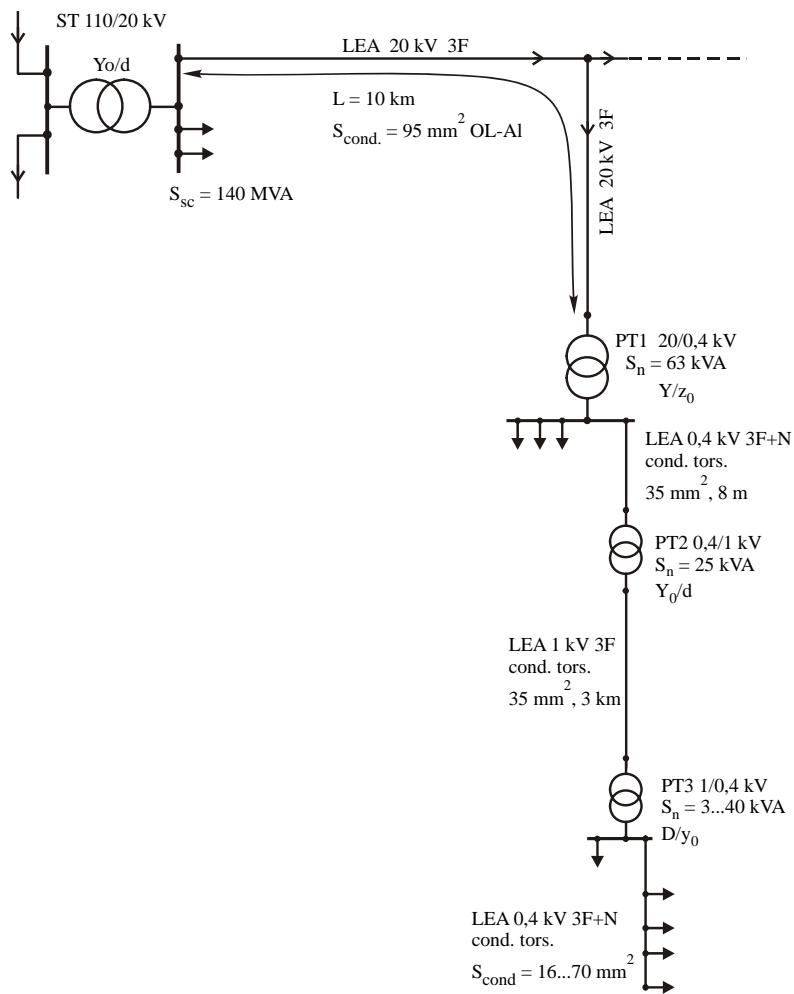


Fig. 4.24 Zona ipotetică 4.

Scurtcircuit bifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$

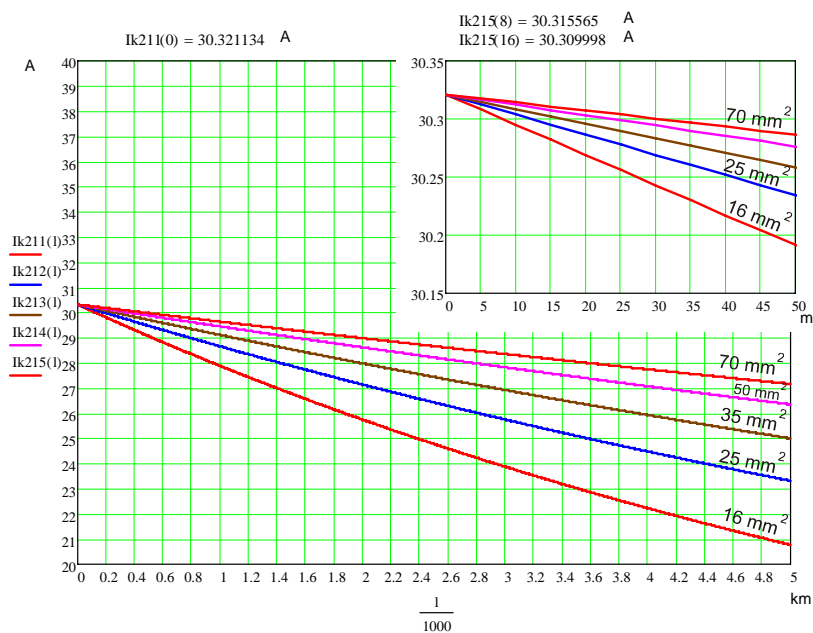


Fig. 4.25. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$

Scurtcircuit bifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

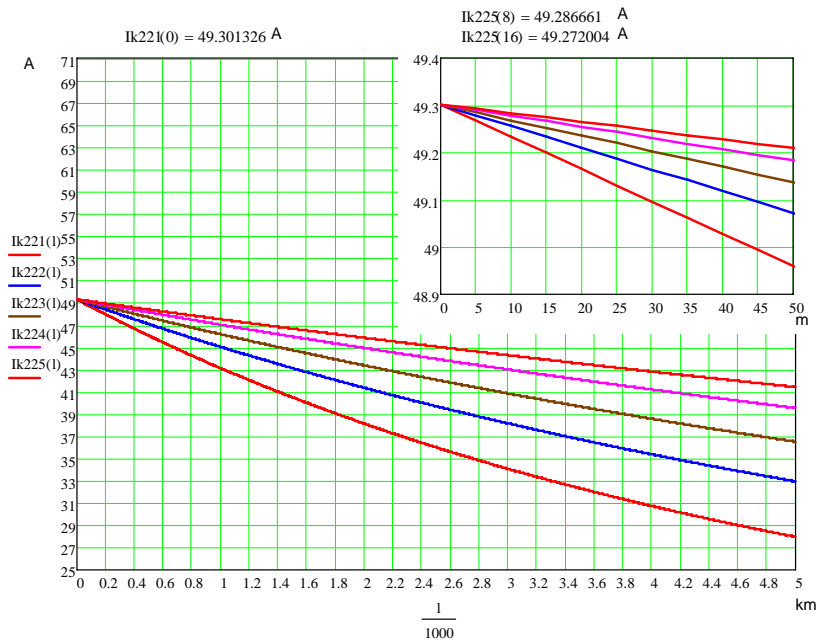


Fig. 4.26. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

Scurtcircuit trifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$

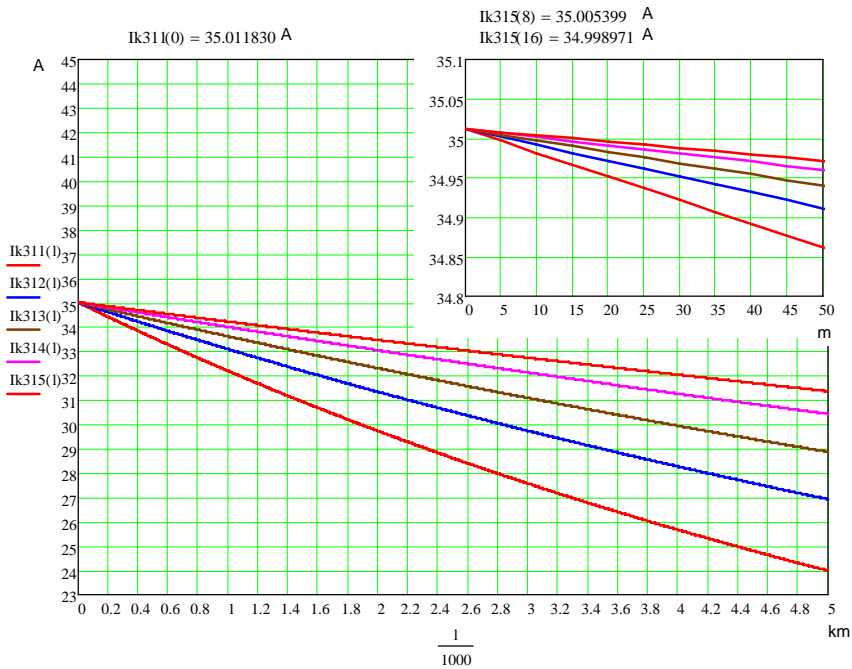


Fig. 4.27. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$

Scurtcircuit trifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

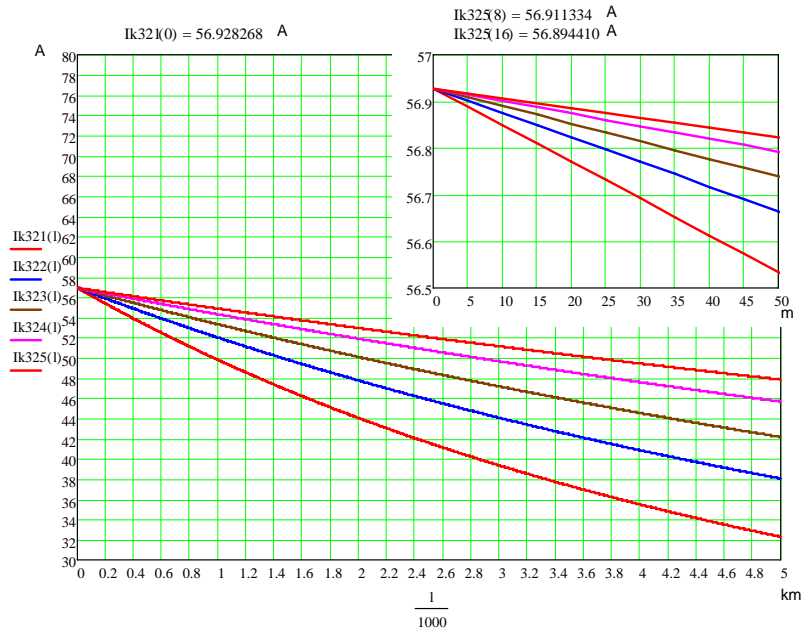


Fig. 4.28. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 1 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

Scurtcircuit monofazat net în rețeaua de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$

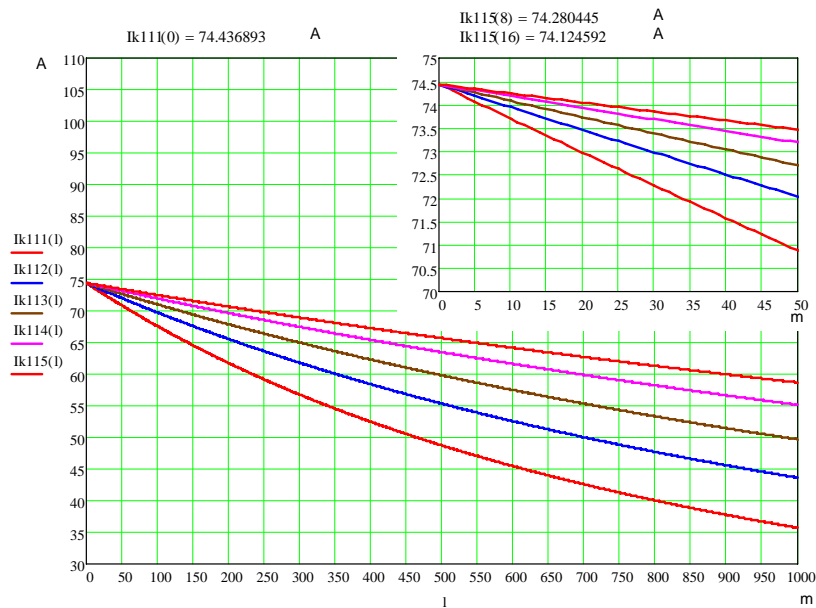


Fig. 4.29. Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3 \text{ kVA}$



Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

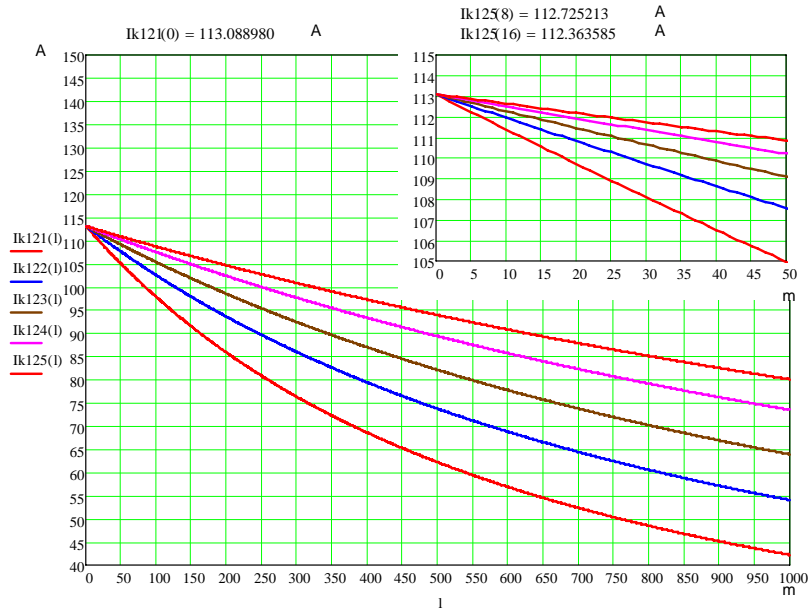


Fig. 4.30. Valorile curenților de scurtcircuit monofazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

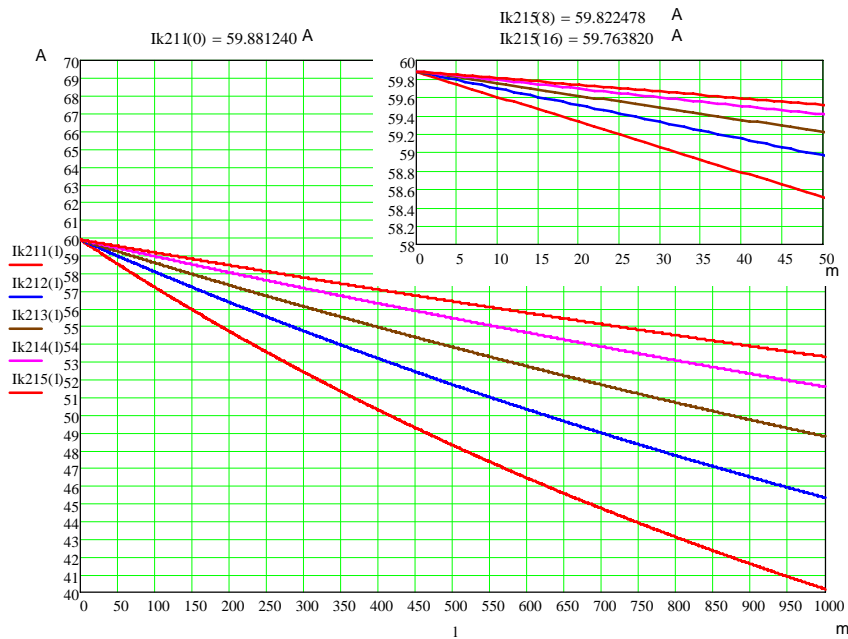


Fig. 4.31. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

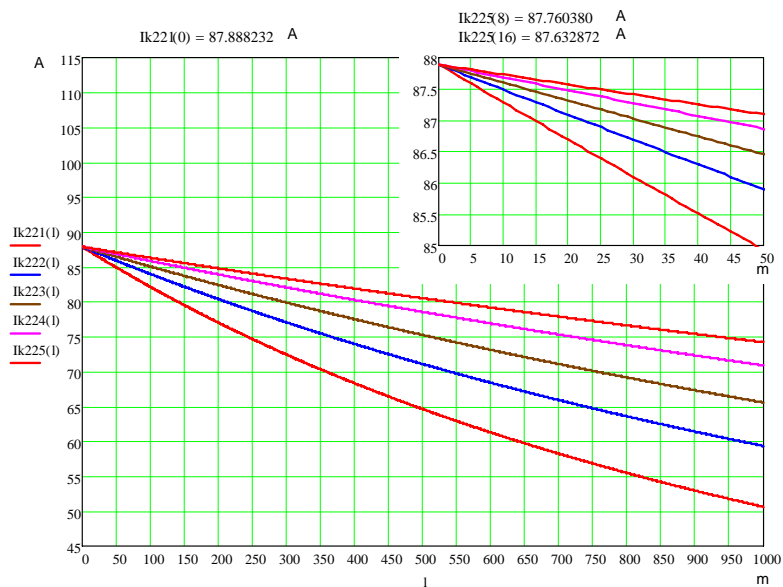


Fig. 4.32. Valorile curenților de scurtcircuit bifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

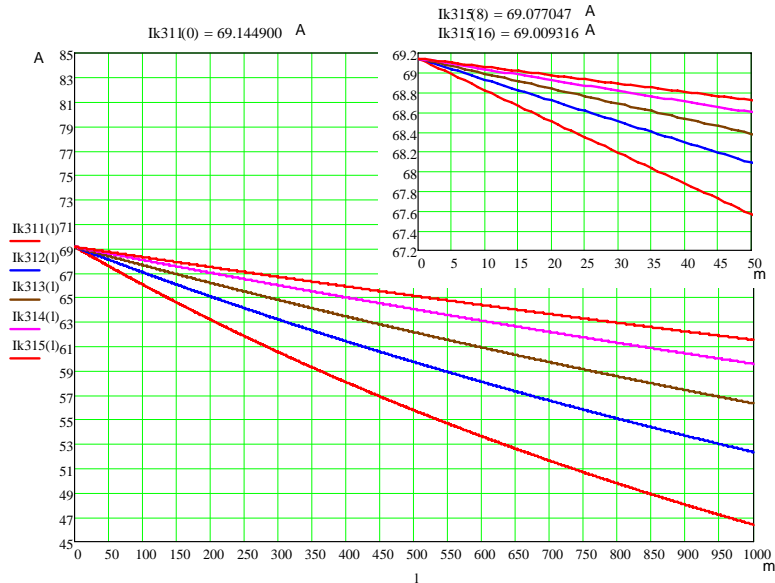


Fig. 4.33. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 3$  kVA

Scurtcircuit trifazat net în rețeaua de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

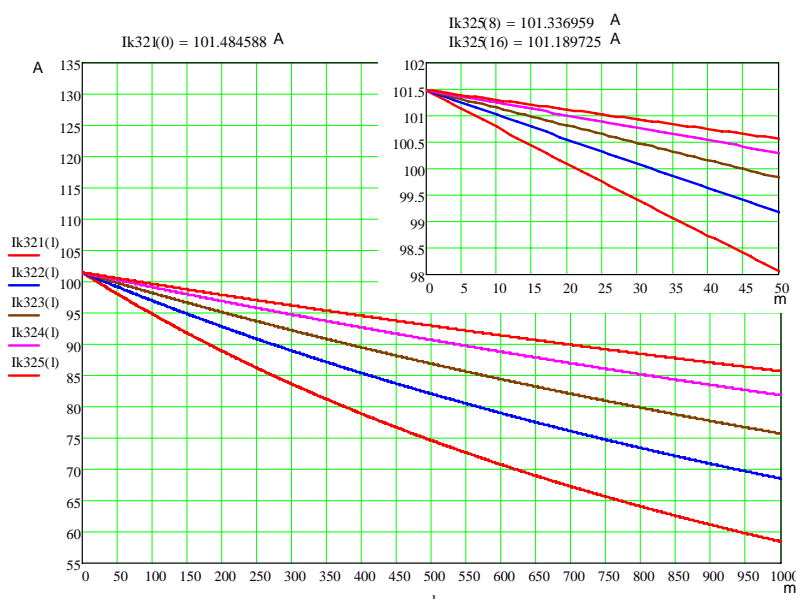


Fig. 4.34. Valorile curenților de scurtcircuit trifazat produs pe LEA 0,4 kV, la distanța  $l$  de postul de transformare 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5$  kVA

Observațiile ce se pot face ca urmare a analizei rezultatelor, sunt similare cu cele de la cazul anterior:

- În imediata vecinătate a postului de transformare valoarea curentului de scurtcircuit monofazat este mai mare decât a celui trifazat, dar datorită faptului că scăderea curentului monofazat cu creșterea lungimii liniei cuprinse între locul de defect și PT este mai accentuată decât cea a curentului trifazat, spre sfârșitul liniei raportul se inversează;
- scăderea valorii curenților de scurtcircuit cu creșterea distanței locului de defect de PT, este cu atât mai pronunțată cu cât puterea nominală a transformatorului care alimentează rețeaua este mai mare.

Rezultatele prezentate în acest capitol nu sunt strict legate de studiul de față, ele fiind utile și în alte lucrări în care este necesară cunoașterea valorilor curenților de scurtcircuit în rețele de distribuție de tipul celor studiate aici.

#### 4.3.5. Verificarea rezultatelor calculului prin simulare MatLab – Simulink

Pentru verificarea rezultatelor calculului curenților de scurtcircuit s-a considerat utilă apelarea la un instrument software specializat. Acesta este mediul de programare MatLab – Simulink, un instrument software general recunoscut prin performanțele sale. În Anexa 18 se prezintă modul de lucru utilizat și rezultatele obținute. În tabelul 4.2 se prezintă comparativ valorile obținute prin calcul MathCAD respectiv prin simulare MatLab.

Tabelul 4.2. Comparație între valorile obținute prin calcul respectiv prin simulare

Zona de rețea	Descriere rețea și scurtcircuit	Valoare obținută cu modelul matematic simplificat (MathCAD) Fig.	Valoare obținută prin simulare (MatLab - Simulink) Fig.	Abatere față de valoarea obținută prin simulare
Zona 1	scurtcircuit trifazat pe LEA 0,4 kV ( $S = 16 \text{ mm}^2$ , $l = 1000 \text{ m}$ ), racordată în secundarul T 20/0,4 kV, 16 kVA	<b>99 A</b> pag. A9-12	<b>99,51 A</b> Fig. A18.2	<b>-0,5 %</b>
Zona 2	scurtcircuit bifazat pe LEA 0,23 kV ( $S = 16 \text{ mm}^2$ , $l = 1000 \text{ m}$ ) racordată în secundarul T 20/0,23 kV, 5 kVA	<b>55 A</b> fig. 4.13	<b>58,28 A</b> Fig. A18.4	<b>-5,6 %</b>
Zona 3	scurtcircuit trifazat pe LEA 1 kV ( $S = 50 \text{ mm}^2$ , $l = 5 \text{ km}$ ) racordată în secundarul T 20/1 kV, 25 kVA	<b>140 A</b> pag. A11-3	<b>138,3 A</b> Fig. A18.6	<b>1,2 %</b>
	scurtcircuit trifazat pe LEA 0,4 kV ( $S = 16 \text{ mm}^2$ , $l = 1000 \text{ m}$ ) racordată în secundarul T 1/0,4 kV, 10 kVA	<b>75 A</b> pag. A11-9	<b>79,12 A</b> Fig. A18.7	<b>-5,2 %</b>
Zona 4	scurtcircuit trifazat pe LEA de 0,4 kV ( $S = 16 \text{ mm}^2$ , $l = 1000 \text{ m}$ ) racordată în secundarul T 1/0,4 kV, 3 kVA	<b>46,3 A</b> fig 4.33	<b>43,07 A</b> Fig. A18.9	<b>2,5 %</b>
	scurtcircuit trifazat pe LEA 1 kV ( $S = 35 \text{ mm}^2$ , $l = 3 \text{ km}$ ) racordată în secundarul T 0,4/1 kV, 25 kVA	<b>138,2 A</b> pag. A12-7	<b>132,7 A</b> Fig. A18.10	<b>4,1 %</b>

S-a calculat pentru fiecare caz considerat, valoarea procentuală a abaterii valorii calculate față de cea obținută prin simulare. Așa cum se poate constata, erorile de calcul se încadrează în intervalul (-5,6 % ÷ +4,1 %) ceea ce permite să se afirme că modelul matematic utilizat la calcul curenților de scurtcircuit este suficient de bun și a fost corect aplicat.

## 4.4. Determinarea lungimilor limită, impuse de restricțiile referitoare la sensibilitatea protecțiilor

### 4.4.1. Criterii de dimensionare a siguranțelor fuzibile

Protecția liniilor electrice aeriene de joasă tensiune se face în general cu ajutorul siguranțelor fuzibile, o soluție optimă din punct de vedere tehnico-economic, având în vedere pe de o parte importanța consumatorilor alimentați din aceste linii și pe de altă parte necesitatea unor costuri reduse.

Conform [3], dimensionarea siguranțelor fuzibile, constând în alegerea curentului nominal, se va face astfel încât să fie satisfăcute următoarele condiții, în ordine:

1. Să nu se ardă (să fie insensibile) atunci când conductoarele liniei protejate se încarcă cu un curent a cărui valoare este egală cu valoarea maximă acceptată în regim staționar de durată (curentul maxim admisibil al conductorului):

$$I_{n \text{ sig}} = (0,8 \div 0,85) \cdot I_{\max \text{ cond}} \quad (4.19)$$

(Obs.: Prin construcție, siguranțele fuzibile suportă fără să se ardă, un curent de  $1,3 \cdot I_{n \text{ sig}}$ , timp de  $1 \div 2$  h [26, 87].)

2. Să se ardă (să fie sensibile) la cel mai mic curent de scurtcircuit produs pe linia electrică protejată – curentul de scurtcircuit monofazat produs în punctul cel mai îndepărtat de sursă:

$$k_{\text{sens}} = \frac{I_{\text{sc.min}}^{\text{FN}}}{I_{n \text{ sig}}} > 3 \quad \text{sau} \quad I_{n \text{ sig}} < \frac{I_{\text{sc.min}}^{\text{FN}}}{3} \quad (4.20)$$

3. Să asigure condiția de selectivitate față de siguranțele (protecțiile) din amonte.

Siguranțele se aleg prin aplicarea primei condiții și se verifică apoi respectarea condițiilor 2 și 3. Se aplică deci niște restricții contradictorii: pe de o parte curentul nominal al siguranței trebuie să fie cât mare, astfel încât să se asigure desensibilizarea acesteia la curenții maximi din timpul funcționării normale, iar pe de altă cât mai mic (cel mult a treia parte din cel mai mic curent de scurtcircuit posibil) pentru o cât mai bună sensibilitate la curenții de defect. Aplicarea condiției 1 de mai sus conduce la obținerea unor curenți nominali foarte mari și protecția poate deveni insensibilă la scurtcircuite monofazate în punctele cele mai îndepărtate. În foarte puține cazuri practice însă, funcționarea în regim normal a LEA poate conduce la un curent de sarcină egal cu curentul maxim admisibil al conductorului. (Secțiunea conductorului se stabilește fie din condiția asigurării unei

densități economice de curent fie din cea a limitării pierderilor maxime de tensiune). Mai degrabă prima condiție este impusă de condiția desensibilizării protecției prin siguranțe fuzibile, față de curenții de pornire ai motoarelor electrice alimentate din rețeaua respectivă. Ea este aplicabilă în general în cazul LEA pentru care este dificil de stabilit curentul maxim în regim normal de funcționare, cum este cazul LEA ce alimentează un mare număr de consumatori.

În cazul LEA de lungimi relativ mari, ce alimentează un număr mic de consumatori, cum este și cazul zonelor rurale izolate, consider că  $I_{\max cond}$  trebuie să fie înlocuit cu curentul de sarcină simultană maximă al consumatorilor din aval [3], relativ ușor de determinat pentru tipul de rețele la care se referă lucrarea de față, ceea ce va permite o dimensionare mai „strânsă” a siguranțelor fuzibile și obținerea unei mai bune sensibilități. Condițiile 1 și 2 își inversează ordinea. Conform acestui principiu de dimensionare, siguranțele trebuie alese ca având curenți nominali cât mai mici, asigurându-se o sensibilitate maximă a protecției și verificând apoi insensibilitatea la curenții maximi din timpul funcționării normale (inclusiv la curenții de pornire ai motoarelor – condiția 3), respectiv selectivitatea față de protecțiile din amonte (condiția 3).

Cele spuse mai sus, pun în evidență una dintre cele mai dificile probleme ce apar în exploatarea rețelelor electrice de distribuție de joasă tensiune extinse și anume protecția rețelei față de scurtcircuite ce produc curenți ale căror valori sunt sub pragul de sensibilitate al protecției. Datorită lungimilor relativ mari ale liniilor electrice, curenții în cazul scurtcircuitelor produse la periferia unei astfel de rețele sunt mult micșorați ca urmare a valorilor mari ale impedanțelor liniilor electrice dispuse între barele de joasă tensiune ale posturilor de transformare și locul producerii scurtcircuitelor. Practic, așa cum s-a putut constata și din studiul precedent, valoarea curenților de scurtcircuit este invers proporțională cu lungimea liniei electrice. Aceeași situație este valabilă în cazul punerilor la pământ prin impedanță mare de defect (produse mai ales pe liniile construite cu conductoare izolate torsadate). Curenții de scurtcircuit monofazat au valori relativ mici, foarte apropiate de cele ale curenților de suprasarcină și nu sunt deconectați, provocând pierderi mari de energie activă în rețeaua furnizorului și uneori distrugerea transformatoarelor, incendii, accidente prin electrocutare, etc.

Condiția a treia de mai sus limitează și ea valorile maxime ale curenților nominali ai siguranțelor fuzibile instalate în secundarul transformatoarelor din PT de MT/JT sau pe plecările de JT.

Conform [3], transformatoarele din PT instalate pe stâlp (utilizate cu precădere în zonele rurale) se vor proteja împotriva scurtcircuitelor, cu siguranțe fuzibile - atât pe partea de MT cât și pe cea de JT. Această soluție este valabilă pentru PT montate în rețele cu neutrul izolat sau tratat cu bobină de stingere. Pentru rețelele cu neutrul tratat prin rezistor de limitare,

protecția pe MT poate să lipsească, cu condiția ca protecția transformatorului respectiv să poată fi asigurată de protecția din stație a liniei respective de MT. În acest caz, protecția pe partea de JT a transformatorului se asigură printr-un întreruptor automat, siguranțele fuzibile instalându-se pe plecărilor de JT.

Siguranțele de pe MT se aleg din condiția:

$$I_{n\ sig} = (1,3 \div 2) \cdot I_{n\ t} \quad (4.21)$$

în care  $I_{n\ t}$  este curentul nominal al transformatorului pe partea de MT. Această condiție de dimensionare s-a stabilit astfel încât pe de o parte siguranțele să nu se ardă la o suprasarcină (normală) a transformatorului sau la curentul de șoc de magnetizare produs la conectarea la rețea și pe de altă parte să fie cât mai sensibile la defecte în interiorul transformatorului, de obicei produse prin distrugerea izolației (impedanțe de defect relativ mari – curenți de defect relativ mici). După alegerea celei mai apropiate valori standardizate, se verifică selectivitatea față de protecțiile din amonte (stație). Se stabilesc apoi siguranțele pe partea de JT cu ajutorul curbelor de fuziune livrate de fabricant, din condiția de asigurare a selectivității față de siguranțele montate pe MT [5, 10, 13, 14, 26, 36].

#### **4.4.2. Dimensionarea siguranțelor fuzibile pentru rețele de distribuție de JT alimentate din transformatoare de mică putere**

Paragraful de față își propune să stabilească lungimile limită din punct de vedere al sensibilității protecțiilor prin siguranțe fuzibile pentru liniile electrice aeriene de JT, monofazate și trifazate, realizate cu conductoare neizolate sau izolate torsadate, alimentate din transformatoare monofazate sau trifazate de mică putere, aplicabile în zonele rurale, cu consumatori mici și izolați (dispersați).

Pentru aceasta s-au stabilit mai întâi soluțiile pentru protecția prin siguranțe fuzibile a transformatoarelor de mică putere de MT/JT ce alimentează rețelele respective, folosind criteriile de dimensionare precizate în paragraful anterior.

Tipurile de siguranțe fuzibile studiate sunt cele mai uzuale în România: FEn pentru MT [17], MPR pentru JT.

Luând în considerare tipul de consumatori la care se face referință în această lucrare, s-a studiat posibilitatea racordării în secundarul transformatorului a unei singure plecări de JT, astfel încât protecția pe JT a transformatorului coincide cu protecția plecării unice.

În tabelul A14.1 (Anexa 14) sunt precizate rezultatele alegerii siguranțelor fuzibile pentru protecția transformatoarelor și plecărilor de JT. S-au considerat transformatoare trifazate de 20/0,4 kV, 20/1 kV și 1/0,4 kV respectiv transformatoare monofazate de 20/0,23 kV, 20/1 kV și 1/0,23 kV.

În prima secțiune a tabelului A14.1 s-au stabilit mai întâi, pentru siguranțele FEn, considerate pentru curenții nominali de valorile cele mai mici (2,5 - 4 - 6,3 - 10 A), utilizând curbele de fuziune (Anexa 13), valorile maxime ale curenților nominali ai siguranțelor MPR corespondente (pentru protecția transformatorului pe JT și deci a plecării unice), care asigură condiția de selectivitate la defecte în rețeaua de JT. În același tabel a fost scrisă, cu titlu informativ, puterea aparentă nominală a unui transformator având același curent nominal cu al siguranței MPR.

Cea de-a doua secțiune a tabelului A14.1 conține alegerea propriu-zisă a siguranțelor pentru diverse valori ale puterilor aparente nominale ale transformatorului (5, 10, 15(16), 25, 40, 63 kVA). S-au calculat mai întâi curenții nominali ai celor două înfășurări. S-a stabilit apoi valoarea standardizată a curentului nominal al siguranței FEn, cea mai apropiată de cea calculată cu relația (4.21). Având în vedere cele precizate în paragraful anterior, curentul nominal al siguranțelor MPR s-a ales mai întâi astfel încât să fie mai mare decât curentul nominal secundar al transformatorului dar cât mai apropiat de acesta, pentru a verifica dacă este posibilă - ținând cont de condiția de selectivitate stabilită în prima secțiune - instalarea unei singure plecări pe JT. Cum de cele mai multe ori nu a fost posibilă dimensionarea MPR astfel încât, pentru valoarea stabilită a curentului nominal al siguranței FEn, să fie îndeplinite ambele condiții - o singură plecare și selectivitate - s-au căutat alte soluții dar prin creșterea curentului nominal al siguranței FEn. Observațiile și variantele discutate au fost scrise în ultima coloană a celei de-a doua secțiuni a tabelului A14.1.

#### 4.4.3. Concluzii referitoare la dimensionarea siguranțelor fuzibile

##### ➤ *Transformatoarele de 20/0,4 kV trifazate*

1. Pentru toate transformatoarele considerate ( $S_n \leq 63 \text{ kVA}$ ), siguranțele pe MT rezultă a avea valoarea cea mai mică standardizată: 2,5 A. Rezultă o limitare severă a curentului nominal maxim al siguranțelor MPR: 20 A. Acest lucru este benefic din punct de vedere al sensibilității față de scurtcircuite îndepărtate sau prin impedanță de defect mare a protecției LEA de JT dar totodată va conduce la restricții în ceea ce privește puterea maximă consumată și tipul de receptoare utilizate (de exemplu limitarea puterii nominale a motoarelor utilizate în gospodării la 0,75 – 1 kW);
2. Pentru curenții nominali ai siguranțelor FEn impuși de relația 4.21 nu poate fi asigurată selectivitatea protecției pentru o singură plecare de JT, pentru nici unul dintre transformatoarele. Consumatorii vor fi distribuiți pe două sau mai multe plecări de JT. Selectivitatea pentru o singură plecare s-ar putea obține prin creșterea curentului nominal al siguranțelor FEn, dar acest lucru



afectează sensibilitatea protecției la defecte cuprinse între siguranțele de MT și cele de JT. Această scădere a sensibilității trebuie analizată pentru fiecare caz în parte înainte de a fi aplicată. În caz contrar, defectele din interiorul transformatorului sau chiar pe porțiunea cuprinsă între bornele de JT ale acestuia și siguranțele MPR, nu vor fi sesizate de protecție și vor conduce la distrugerea transformatorului. De fapt, pentru transformatoarele de mică putere ( $S_n \leq 25 \text{ kVA}$ ), nici cea mai mică valoare a curentului nominal al siguranțelor FEn nu poate satisface condiția 4.21. S-ar părea că ar fi necesară introducerea a încă unei trepte standardizate pentru siguranțele FEn, de valoare mai mică de 2,5 A. Aplicarea acesteia ar limita însă și mai mult valoarea maximă a curentului nominal al siguranțelor MPR - datorită condiției de selectivitate - și deci puterea instalată la consumatori și tipul de receptoare utilizabile. *Se demonstrează astfel ineficiența protecțiilor prin siguranțe fuzibile în cazul transformatoarelor de mică putere și necesitatea utilizării unor protecții mai performante, cum ar fi de exemplu protecția maximală de curent cu caracteristică invers dependentă de timp, asociată unui întreruptor automat de JT [84, 89].*

3. Siguranțele FEn pentru transformatoarele de mică putere ((3)5÷15(16) kVA) fiind ineficiente, pot lipsi din structura PT, în rețelele cu neutrul tratat prin rezistor de limitare, cu condiția ca la defectele interioare ale transformatoarelor (defecte de izolație, puneri la pământ) să acționeze protecția din stația de transformare. În rețelele cu neutrul izolat sau tratat cu bobină de stingere se păstrează siguranțele pe MT, conform normativului [4]. Înlocuirea protecției prin siguranțe fuzibile pe MT cu o protecție prin rele care să acționeze un întreruptor montat în PT este prea costisitoare. *Mult mai profitabilă ar fi instalarea unui transformator de bună calitate, la care apariția de defecte interioare are o foarte mică probabilitate, dublată de o astfel de construcție a racordului dintre bornele secundare și protecția secundară, care să facă practic imposibilă apariția unui scurtcircuit pe această porțiune - de exemplu conductoare torsadate.* Instalarea unei singure plecări pe JT se poate face doar dacă protecția prin siguranțe fuzibile se înlocuiește cu o protecție mai performantă, care să asigure îndeplinirea condițiilor de sensibilitate și selectivitate. Instalarea a două sau mai multor plecări, pe care să fie distribuiți cât mai echilibrat consumatorii, este o soluție care nu ridică probleme de selectivitate a protecțiilor realizate cu siguranțe fuzibile.

➤ *Transformatoarele de 20/0,23 kV monofazate*

4. Doar pentru transformatorul de 5 kVA s-ar putea instala o singură plecare pe JT, care să poată prelua întreaga sarcină a transformatorului, pentru protecția căreia siguranțele MPR asigură și selectivitatea în raport cu

siguranța FEn instalată în primar. Rămâne valabilă însă aceeași observație legată de insensibilitate protecției din primar.

5. Aplicarea condiției de selectivitate între protecțiile din primar și secundar conduce la obținerea pentru siguranțele MPR a unor valori cu două trepte mai mari decât în cazul anterior - la același tip de siguranță FEn instalată în primar.

➤ *Transformatoarele de 20/1 kV trifazate respectiv monofazate*

6. Doar pentru transformatorul de 16 kVA (trifazat) respectiv de 5 kVA (monofazat) s-ar putea instala o singură plecare pe JT, care să poată prelua întreaga sarcină a transformatorului, pentru protecția căreia siguranțele MPR asigură și selectivitatea în raport cu siguranța FEn instalată în primar. Rămâne valabilă însă aceeași observație legată de insensibilitate protecției din primar. Rețeaua de 1 kV trifazată respectiv monofazată fiind izolată față de pământ, punerile la pământ monofazate deși nu sunt scurtcircuitate, vor trebui să conducă la deconectarea (temporizată) a liniei, din motive legate de protecția mediului (evitarea incendiilor), a animalelor și persoanelor. *Deci liniile de 1 kV, în general ca plecări unice din secundarul transformatoarelor, vor fi prevăzute cu protecții prin relele, atât pentru scurtcircuitate cât și pentru puneri la pământ monofazate, protecții ce vor acționa întreruptoare de JT.*

➤ *Transformatoarele de 1/0,4 kV trifazate și 1/0,23 kV monofazate*

7. Atât în primar cât și în secundar protecția transformatorului se face cu siguranțe fuzibile de tip MPR. Pentru toate transformatoarele considerate se poate instala o singură plecare (LEA), ce poate prelua întreaga sarcină a transformatorului. Nu sunt probleme legate de selectivitate și sensibilitate.

În general în cazul transformatoarelor de mică și foarte mică putere (3 sau 5 kVA), din condiția de asigurare a selectivității protecțiilor prin siguranțe fuzibile a acestora, rezultă valori mici ale curenților nominali ai siguranțelor fuzibile de JT. Acest lucru este favorabil din punct de vedere al sensibilității acestor protecții - se pot construi linii electrice mai lungi - dar defavorabil datorită condiției de desensibilizare a acestor protecții față de regimuri tranzitorii produse de receptoarele alimentate. *De aceea, furnizorul va trebui să impună consumatorilor alimentați prin astfel de transformatoare, prin contractul de furnizare a energiei electrice, limite în ceea ce privește puterea activă instalată și tipul de receptoare și/sau va instala protecții mai performante.*

#### 4.4.4. Stabilirea lungimilor limită ale liniilor electrice de JT din condiția asigurării sensibilității protecțiilor prin siguranțe fuzibile

După ce s-au stabilit pentru fiecare tip de transformator tipurile de siguranțe fuzibile utilizabile, cunoscându-se legile de variație ale curenților de scurtcircuit pe liniile electrice, în funcție de secțiunea conductoarelor și de distanța față de sursă, s-au stabilit distanțele la care, producerea de scurtcircuite ar conduce la curenți pentru care arderea siguranțelor s-ar produce într-un timp impus.

Timpii de ardere ai siguranțelor au fost impuși la valorile de 0,003 s, 0,01 s, 0,1 s și 1 s, dintre aceștia doar ultimii doi având importanță practică. Din caracteristicile de ardere (curbele de fuziune – Anexa 13) ale fiecărui tip de siguranță, au fost determinați mai întâi curenții corespunzători timpilor de ardere precizați mai sus. Cunoscând astfel curenții de scurtcircuit - egali cu cei pentru care se obțin timpii de ardere respectivi -, pentru fiecare tip de transformator de alimentare și pentru fiecare tip de linie (secțiunea conductoarelor), s-au găsit lungimile maxime teoretice pentru care poate fi asigurată sensibilitate impusă a protecției - curentul minim de scurtcircuit este egal cu curentul de ardere a siguranței în timpul impus. Relațiile de calcul sunt prezentate în Anexa 15. Bineînțeles, s-a considerat situația cea mai dezavantajoasă, pentru care curentul de scurtcircuit la sfârșitul liniei are valoarea minimă – scurtcircuit (net) monofazat.

În calcule s-a considerat și varianta construcției liniilor electrice aeriene cu conductoare neizolate, deși în prezent toate liniile noi se construiesc cu conductoare izolate torsadate [8]. Rezultatele obținute pentru conductoarele neizolate sunt utile pentru liniile de acest tip, existente în exploatare.

Valorile obținute sunt prezentate în tabelul A16.1 (Anexa 16).

În același tabel, pentru comparație, s-au scris și lungimile pentru care, pe linia respectivă, pierderea de tensiune produsă de o sarcină unică având curentul absorbit egal cu curentul nominal al siguranței fuzibile (la  $\cos \varphi = 0,85$ ), este egală cu valoarea maximă admisibilă (10 % din  $U_n$ ).

#### **Observații:**

- creșterea secțiunii conductoarelor LEA, datorită micșorării în principal a rezistenței electrice echivalente, conduce la creșterea sensibilității protecției, prin creșterea curentului de scurtcircuit și la micșorarea pierderilor de tensiune - deci linia poate avea o lungime mai mare;
- utilizarea conductoarelor izolate torsadate este mai avantajoasă decât a celor neizolate datorită micșorării în principal a reactanței electrice echivalente, ceea ce conduce de asemenea la creșterea sensibilității protecției, prin creșterea curentului de scurtcircuit și la micșorarea pierderilor de tensiune - deci linia poate avea o lungime mai mare;
- creșterea curentului nominal al siguranței fuzibile, pentru aceeași linie, alimentată din același transformator, micșorează foarte mult

*sensibilitatea protecției; de asemenea, crescând sarcina ce poate fi vehiculată pe linie, se micșorează lungimea maximă impusă de pierderea maximă de tensiune - deci linia va avea o lungime mai mică;*

- *pentru același raport de transformare, același tip de siguranță și același tip de linie, creșterea puterii aparente nominale a transformatorului de alimentare modifică foarte puțin lungimea maximă impusă de sensibilitatea protecției;*
- *valorile curenților nominali ai siguranțelor fuzibile MPR instalate în PT sunt prea mici pentru a mai lua în discuție creșterea sensibilității protecției prin instalarea de cutii de secționare conținând siguranțe cu curenți nominali mai mici cu două trepte, conform [4]; aceste siguranțe se vor instala la consumatori.*

#### **4.4.5. Comparația lungimilor limită ale liniilor de joasă tensiune rezultate prin aplicarea celor două restricții**

La finalul acestui capitol, se prezintă comparativ, rezultatele privind lungimile limită ale liniilor electrice aeriene trifazate de 0,4 kV respectiv ale celor monofazate de 0,23 kV, utilizate în variantele de alimentare studiate în această lucrare, lungimi limită stabilite prin aplicarea celor două restricții: pierderea maximă de tensiune respectiv sensibilitatea protecțiilor.

În tabelul 4.3, pentru fiecare tip de transformator, în funcție de curentul nominal maxim al siguranței fuzibile de pe una dintre plecările de JT (stabilită din condiții de selectivitate în paragraful anterior), se determină numărul maxim de consumatori - conform sarcinii de calcul stabilite în capitolul 3 - și apoi lungimile maxime stabilite prin aplicarea celor două restricții: pierderea maximă de tensiune calculată în varianta a doua de rețeaua ipotetică (rețea radială cu sarcini concentrate distribuite echidistant -  $S_{\text{cond}} = 35 \text{ mm}^2$ , conductoare izolate torsadate), respectiv sensibilitatea protecției prin siguranțe fuzibile (la un timp de ardere a siguranțelor de 1 s -  $S_{\text{cond}} = 35 \text{ mm}^2$ ).

Pentru a vedea efectul creșterii secțiunii conductoarelor LEA asupra creșterii sensibilității protecției, s-a considerat și cazul LEA cu conductoare de  $50 \text{ mm}^2$ . Lungimea maximă a rețelei, determinată din condiția asigurării sensibilității protecției prin siguranțe fuzibile, a crescut cu 200-300 m.

Tabelul 4.3 Lungimile maxime rezultate din impunerea separată a celor două criterii: pierderea maximă admisibilă de tensiune respectiv sensibilitatea protecțiilor prin siguranțe fuzibile

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{n MPR}$ [A]	Numărul maxim de cons. pe o plecare	$L_{max \Delta U}$ [m]	$L_{max sig}$ [m] $S_{cond} = 35$ $mm^2$	$L_{max sig}$ [m] $S_{cond} = 50$ $mm^2$
20/0,4 kV trifazat	5	20	5 cons. – 5 kVA	5650	<b>1012</b>	<b>1220</b>
	10	20	12 cons. – 10 kVA	2796	1360	1642
	16	20	18 cons. – 14,3 kVA	2016	1481	1790
	25	20	18 cons. – 14,3 kVA	2016	1552	1876
	40	20	18 cons. – 14,3 kVA	2016	1603	1937
20/0,23 kV monofazat	5	25	5 cons. – 4,4(5) kVA	1240	<b>854</b>	<b>1185</b>
	10	36	9 cons. – 8,28 kVA	783	554	769
	15	36	9 cons. – 8,28 kVA	783	596	828
	25	36	9 cons. – 8,28 kVA	783	621	864

Se poate observa că restricția impusă de asigurarea selectivității, sensibilității și rapidității protecției, este mai severă în limitarea lungimii maxime a liniilor decât cea rezultată din aplicarea restricției privind pierderea maximă admisibilă de tensiune. Diferența între valorile rezultate prin aplicarea celor două restricții este foarte mare în cazul transformatoarelor de foarte mică putere (destinate alimentării unui număr mic de consumatori normați). În mod evident, la dimensionarea rețelelor de joasă tensiune de acest tip, va prevala restricția cea mai severă.

De aceea se vor reține, pentru aplicație în cadrul capitolului al cincilea, lungimile maxime ale liniilor de joasă tensiune alimentate din transformatoare de foarte mică putere ca fiind de cca. 1000 m pentru linii trifazate de 0,4/0,23 kV, respectiv cca. 850 m pentru linii monofazate de 0,23 kV.

Condiția de asigurare a selectivității protecțiilor face ca prin creșterea puterii unitare a transformatoarelor, lungimea maximă limitată de restricția referitoare la sensibilitate, să scadă, contrar a ceea ce era de așteptat.

Creșterea secțiunii conductoarelor liniilor are însă un efect pozitiv. Deci *în cazul LEA de JT alimentate din transformatoare de mică putere, creșterea secțiunii, deși este neeconomică, poate fi o soluție pentru creșterea sensibilității protecțiilor. Se obține în același timp micșorarea pierderilor de tensiune (inclusiv la pornirea motoarelor electrice). Cu alte cuvinte creșterea secțiunii conductoarelor permite creșterea lungimii maxime a liniilor.*

## 4.5. Concluzii și contribuții

Capitolul al 4-lea al lucrării este destinat determinării valorilor curenților de scurtcircuit în rețelele ce conțin soluțiile neconvenționale propuse și apoi calculului lungimilor maxime ale liniilor electrice, din condiția ca protecțiile acestora să rămână suficient de sensibile, selective și rapide.

Calculul curenților de scurtcircuit s-a efectuat prin aplicarea metodelor și prevederilor impuse de normativul în vigoare, folosind ipoteza scurtcircuitelor nete (metalice). Rezultatele obținute în această ipoteză sunt acoperitoare din punct de vedere al solicitărilor termice și electrodinamice ale echipamentelor, dar în cazul producerii scurtcircuitelor prin rezistențe de contact relativ mari, defecte caracteristice mai ales liniilor electrice cu conductoare izolate (torsadate), micșorarea curenților de defect afectează în mare măsură sensibilitatea protecțiilor.

După prezentarea succintă a metodologiei de calcul aplicate la calculul curenților de scurtcircuit, aceasta este aplicată asupra patru situații - zone de rețea ipotetice – considerate semnificative, conținând soluțiile „clasice” sau cele neconvenționale precizate anterior. Caracteristicile elementelor componente au fost astfel stabilite încât rezultatele obținute să se situeze în apropierea celor pentru situații particulare similare, pe baza lor putându-se apoi determina lungimile maxime admisibile din punct de vedere al sensibilității, selectivității și rapidității impuse protecțiilor.

Pentru fiecare dintre zonele analizate s-a determinat influența caracteristicilor constructive ale elementelor de rețea (secțiunea conductoarelor liniilor electrice, lungimea acestora, puterea aparentă nominală a transformatoarelor implicate), asupra valorii curenților de scurtcircuit, de fapt a influenței modificării parametrilor echivalenți longitudinali ai căilor de curent interpuse între sursă și locul de producere a defectului. Instrumentul de calcul utilizat a fost și de această dată MathCAD.

Prezentarea rezultatelor s-a făcut sub formă grafică, mai precis sub forma variației valorii curențului de scurtcircuit cu lungimea liniei electrice cuprinse între locul producerii scurtcircuitului și „sursă” (barele de joasă



tensiune ale transformatorului din PT). Aceste grafice sunt concepute astfel încât să se transforme în instrumente practice, deosebit de utile la stabilirea valorilor curenților de scurtcircuit, atât în faza de proiectare cât și în cea de exploatare a rețelelor.

Sunt câteva observații comune cazurilor analizate, rezultate din analiza valorilor obținute, dintre care se pot aminti următoarele:

- În imediata vecinătate a postului de transformare valoarea curentului de scurtcircuit monofazat este mai mare decât a celui trifazat, dar datorită faptului că scăderea curentului monofazat cu creșterea lungimii liniei cuprinse între locul de defect și PT este mai accentuată decât cea a curentului trifazat, spre sfârșitul liniei raportul se inversează;
- scăderea valorii curenților de scurtcircuit cu creșterea distanței locului de defect de PT, este cu atât mai pronunțată cu cât puterea nominală a transformatorului care alimentează rețeaua este mai mare.

Pentru validarea rezultatelor s-a considerat necesară utilizarea unui al doilea instrument, de data aceasta apelându-se la mediul de programare MatLab – Simulink, un instrument software general recunoscut prin performanțele sale. S-a calculat pentru fiecare caz considerat, valoarea procentuală a abaterii valorii calculate față de cea obținută prin simulare. Erorile de calcul se încadrează în intervalul (-5,6 % ÷ + 4,1 %) ceea ce permite să se afirme că modelul matematic utilizat la calcul curenților de scurtcircuit este suficient de bun și a fost corect aplicat.

Studiul este continuat cu etapa propriu-zisă a determinării lungimilor limită, impuse de restricțiile referitoare la sensibilitatea protecțiilor. Pentru rețelele studiate, protecția liniilor electrice aeriene de joasă tensiune se intenționează a fi făcută cu ajutorul siguranțelor fuzibile, o soluție optimă din punct de vedere tehnico-economic, având în vedere pe de o parte importanța redusă a consumatorilor alimentați din aceste linii și pe de altă parte necesitatea unor costuri minime. Așa cum s-a demonstrat însă în cadrul acestui capitol, de cele mai multe ori protecția prin siguranțe fuzibile nu este eficientă.

După prezentarea metodologiei și a principiilor de dimensionare a siguranțelor fuzibile pentru protecția liniilor electrice și a transformatoarelor din care sunt alimentate acestea, este efectuată o analiză foarte aprofundată referitoare la cazul particular al liniilor alimentate din transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate și trifazate. S-au considerat transformatoare trifazate de 20/0,4 kV, 20/1 kV și 1/0,4 kV respectiv transformatoare monofazate de 20/0,23 kV, 20/1 kV și 1/0,23 kV.

Dintre constatările cele mai importante ale analizei, se rețin următoarele:

- În cazul transformatoarelor trifazate de mică putere de 20/0,4 kV și 20/0,23 kV, se demonstrează ineficiența protecțiilor prin siguranțe fuzibile și necesitatea utilizării unor protecții mai performante, cum ar fi de exemplu protecția maximală de curent cu caracteristică invers dependentă de timp, asociată unui întreruptor automat de JT;
- Ineficiența siguranțelor instalate pe partea de medie tensiune a transformatoarelor de mai sus conduce la concluzia că acestea pot să lipsească și determină căutarea altor soluții ca de exemplu instalarea unui transformator de bună calitate, la care apariția de defecte interioare are o foarte mică probabilitate (maintenance free), dublată de o astfel de construcție a racordului dintre bornele secundare și protecția secundară, care să facă practic imposibilă apariția unui scurtcircuit pe această porțiune; o altă soluție este cea de se înlocuire a protecției prin siguranțe fuzibile cu o protecție mai performantă, care să asigure îndeplinirea condițiilor de sensibilitate și selectivitate;
- Liniile de 1 kV, în general ca plecări unice din secundarul transformatoarelor de 20/1 kV, vor fi prevăzute cu protecții prin relele, atât împotriva scurtcircuitelor polifazate cât și a punerilor la pământ monofazate, protecții ce vor acționa întreruptoare de JT.
- Protecțiile liniilor alimentate din transformatoare de 1/0,4 kV respectiv 1/0,23 kV nu ridică probleme de selectivitate sau sensibilitate, dar necesită impunerea unor restricții în ceea ce privește puterea activă instalată și tipul de receptoare utilizate de consumatori.

După ce s-au stabilit pentru fiecare tip de transformator tipurile de siguranțe fuzibile utilizabile, cunoscându-se legile de variație ale curenților de scurtcircuit pe liniile electrice, în funcție de secțiunea conductoarelor și de distanța față de sursă, s-au stabilit distanțele la care, producerea de scurtcircuite ar conduce la curenți pentru care arderea siguranțelor s-ar produce într-un timp impus. Pentru aceasta, pentru valori impuse ale timpilor de ardere (0,1 s și 1 s), au fost determinați mai întâi, prin utilizarea caracteristicilor de ardere (curbele de fuziune) curenții corespunzători (care determină arderea siguranțelor în timpii impuși). Impunând apoi curenții de scurtcircuit - egali cu cei pentru care se obțin timpii de ardere impuși - pentru fiecare tip de transformator de alimentare și pentru fiecare tip constructiv de linie (dat de secțiunea conductoarelor), s-au calculat lungimile maxime teoretice pentru care poate fi asigurată sensibilitatea impusă a protecției (curentul de scurtcircuit are valoarea minimă, egală cu a curentului de ardere a siguranței în timpul impus). Bineînțeles, s-a considerat situația cea mai dezavantajoasă, pentru care curentul de scurtcircuit la sfârșitul liniei are valoarea minimă – scurtcircuit (net) monofazat.



La finalul acestui capitol, se prezintă comparativ, valorile lungimilor limită ale liniilor electrice aeriene trifazate și monofazate de joasă tensiune, utilizate în variantele de alimentare studiate în această lucrare, lungimi limită stabilite prin aplicarea celor două restricții: pierderea maximă de tensiune respectiv selectivitatea și sensibilitatea protecțiilor.

Se constată că restricția impusă de asigurarea selectivității, sensibilității și rapidității protecției, este mai severă în limitarea lungimii maxime a liniilor decât cea rezultată din aplicarea restricției privind pierderea maximă admisibilă de tensiune. Diferența între valorile rezultate prin aplicarea celor două restricții este foarte mare în cazul transformatoarelor de foarte mică putere (destinate alimentării unui număr mic de consumatori normăți). În mod evident, la dimensionarea rețelelor de joasă tensiune de acest tip, va prevala restricția cea mai severă. De aceea se vor reține, pentru aplicație în cadrul capitolului al cincilea, lungimile maxime ale liniilor de joasă tensiune alimentate din transformatoare de foarte mică putere ca fiind de cca. 1000 m pentru linii trifazate de 0,4/0,23 kV, respectiv cca. 850 m pentru linii monofazate de 0,23 kV.

Condiția de asigurare a selectivității protecțiilor face ca prin creșterea puterii unitare a transformatoarelor, lungimea maximă limitată de restricția referitoare la selectivitate și sensibilitate, să scadă, contrar a ceea ce era de așteptat.

Creșterea secțiunii conductoarelor liniilor are însă un efect pozitiv. Deci în cazul LEA de JT alimentate din transformatoare de mică putere, creșterea secțiunii, deși este neeconomică, poate fi o soluție pentru creșterea sensibilității protecțiilor. Se obține în același timp micșorarea pierderilor de tensiune (deci un efect benefic inclusiv la pornirea motoarelor electrice). Cu alte cuvinte creșterea secțiunii conductoarelor este o soluție pentru creșterea lungimii maxime a liniilor.

### **Contribuții originale**

Principalele contribuții originale aduse prin intermediul capitolului de față, sunt următoarele:

1. Ideea și materializarea ei într-o metodă, referitoare la determinarea lungimii maxime a unei linii electrice, rezultate prin aplicarea restricției de asigurare a condițiilor de selectivitate și sensibilitate a protecției rețelei;
2. Aplicarea metodologiei simplificate de calcul a curenților de scurtcircuit net, produs departe de generator, pe liniile electrice din componența rețelelor electrice de distribuție având în componență soluțiile „neconvenționale”;

3. Concepția structurii și caracteristicilor elementelor componente a patru zone de rețea, ce includ soluțiile „neconvenționale”, destinate calculului curenților de scurtcircuit și analizei influenței asupra valorii acestora a mărimii puterii de scurtcircuit echivalente pe barele de medie tensiune ale stației, lungimea linie și secțiunea conductoarelor, puterii aparente nominale a transformatoarelor;
4. Fișele de calcul MathCAD pentru calculul valorilor și reprezentarea grafică a variației cu distanța dintre „sursă” și locul de producere a defectului, ale curenților de scurtcircuit, având ca parametru valoarea standardizată a secțiunii conductoarelor și dependent de puterea aparentă nominală a transformatorului de alimentare;
5. Simularea în MAtLab – Simulink a celor patru zone de rețea și determinarea curenților de scurtcircuit, ce validează rezultatele obținute prin calcul analitic;
6. Aplicarea metodologiei de dimensionarea a protecției prin siguranțe fuzibile a transformatoarelor de mică putere și a liniilor alimentate din acestea, pentru toate variantele constructive analizate;
7. Analiza eficienței protecțiilor prin siguranțe fuzibile pentru toate tipurile de transformatoare de medie/joasă tensiune și joasă/joasă tensiune, din rețele trifazate și monofazate;
8. Calculul analitic al lungimilor maxime ale liniilor analizate, din condiția impunerii pragului de sensibilitate al protecției, rezultat din timpul impus de ardere al siguranțelor, pentru fiecare dintre soluțiile de dimensionare stabilite anterior;
9. Analiza comparativă a valorilor lungimilor limită, rezultate prin impunerea celor două restricții.

# **5. SELECȚIA VARIANTELOR OPTIME DIN PUNCT DE VEDERE TEHNICO-ECONOMIC**

## **5.1. Introducere**

Acest capitol își propune rezolvarea problemei alegerii variantei optime din punct de vedere tehnico - economic, destinată alimentării cu energie electrică a consumatorilor mici și izolați.

Din punct de vedere tehnic, așa cum a rezultat din capitolele anterioare, s-au obținut soluții de alimentare a consumatorilor mici și dispersați, care, folosind ca „sursă” rețelele de distribuție existente, au o structură și o configurație corelată cu condițiile geografice (distanța dintre „sursă” și centrul de greutate al consumului), mărimea sarcinii vehiculate (considerând un număr de  $1 \div 20$  consumatori tipici), respectiv ca urmare a impunerii condițiilor de calitate a energiei electrice la bornele receptoarelor (pierderile de tensiune mai mici decât cele maxim admisibile) și a condițiilor de siguranță a serviciului de alimentare cu energie electrică (sensibilitatea, selectivitate și rapiditatea protecțiilor) [6].

Partea a doua a acestui proces de optimizare o constituie minimizarea costurilor, ceea ce se va face prin selecția dintre toate variantele analizate, între care se regăsesc atât soluții convenționale cât și neconvenționale, a celor mai ieftine, mai precis a celor la care costurile ocazionate de investiția inițială pentru construcția efectivă, sunt cele mai reduse.

## **5.2. Stabilirea structurii rețelelor supuse selecției**

S-au luat în considerare cele 11 variante de rețele de alimentare ce apelează la soluții neconvenționale, descrise în capitolul al doilea (fig. 2.17 ÷ 2.22, grupate din nou, pentru a ușura analiza, în figura 5.1). După cum se observă, cele 11 variante au structuri asemănătoare, stabilite din intenția de a se putea face o corectă comparație tehnico-economică a lor. Ele sunt formate dintr-o linie principală care aduce sarcina totală până în centrul zonei de consum și o rețea secundară, de JT având una sau mai multe linii, pentru distribuția efectivă a sarcinii. Tot pentru a putea fi

comparate, variantele similare au același model (structură „tip”) pentru rețeaua de distribuție de joasă tensiune, constând în următoarele:

- când această rețea este alimentată dintr-un singur transformator, acesta este amplasat în centrul de greutate al zonei de consum, având grijă a se corela puterea transformatorului cu puterea necesară consumatorilor, în funcție de numărul acestora; în acest caz rețeaua se consideră cu configurație radială, având consumatorii uniform repartizați, distanța medie între doi consumatori alăturați fiind considerată de 100 m;
- când consumatorii sunt alimentați din transformatoare de mică putere, atunci se consideră unul sau mai multe (după necesități) transformatoare de aceeași putere nominală unitară - 5 kVA. Dintr-un astfel de transformator se pot alimenta maxim 5 consumatori, racordați la o rețea de lungime maximă 1000 m; distanța dintre două PT alăturate este de asemenea de 1000 m. Alimentarea acestor PT se face dintr-o derivație racordată la linia principală, care ajunge până în centrul de greutate al zonei de consum.

De altfel, aceste 11 variante și structura „tip” a rețelelor de JT sunt prezentate în capitolul al doilea anticipat, deoarece ele au putut fi stabilite abia după finalizarea capitolului al patrulea.

Pe baza rezultatelor obținute ca urmare a efectuării studiului destinat stabilirii lungimilor limită, s-au considerat, pentru fiecare dintre cele 11 variante, valorile distanțelor dintre „surse” și centrele geografice ale zonelor de consum, cuprinse între  $500 \div 10000$  m, (din 500 în 500 m, în total 20 valori). Pentru fiecare valoare a distanței, s-au considerat pe rând cazurile a  $1 \div 20$  consumatori normați (conform [8]) - câte 20 de situații. Deci pentru fiecare variantă au rezultat 400 de subvariante.

Ținându-se cont de distanța dintre „sursă” și centrul de greutate al zonei de consum, respectiv de puterea necesară a fi vehiculată (determinată în funcție de numărul consumatorilor), s-au stabilit tipul transformatorului (puterea aparentă nominală) și al liniei electrice necesare (secțiunea conductoarelor), ținând cont de asemenea de lungimile maxime ale acestora din urmă (conform rezultatelor stabilite în capitolele anterioare).

Pentru fiecare subvariantă s-a calculat costul total al investiției, folosind prețurile unitare date în tabelele 5.1 și 5.2 - conform informațiilor primite de la serviciul proiectare al UTR Deva.

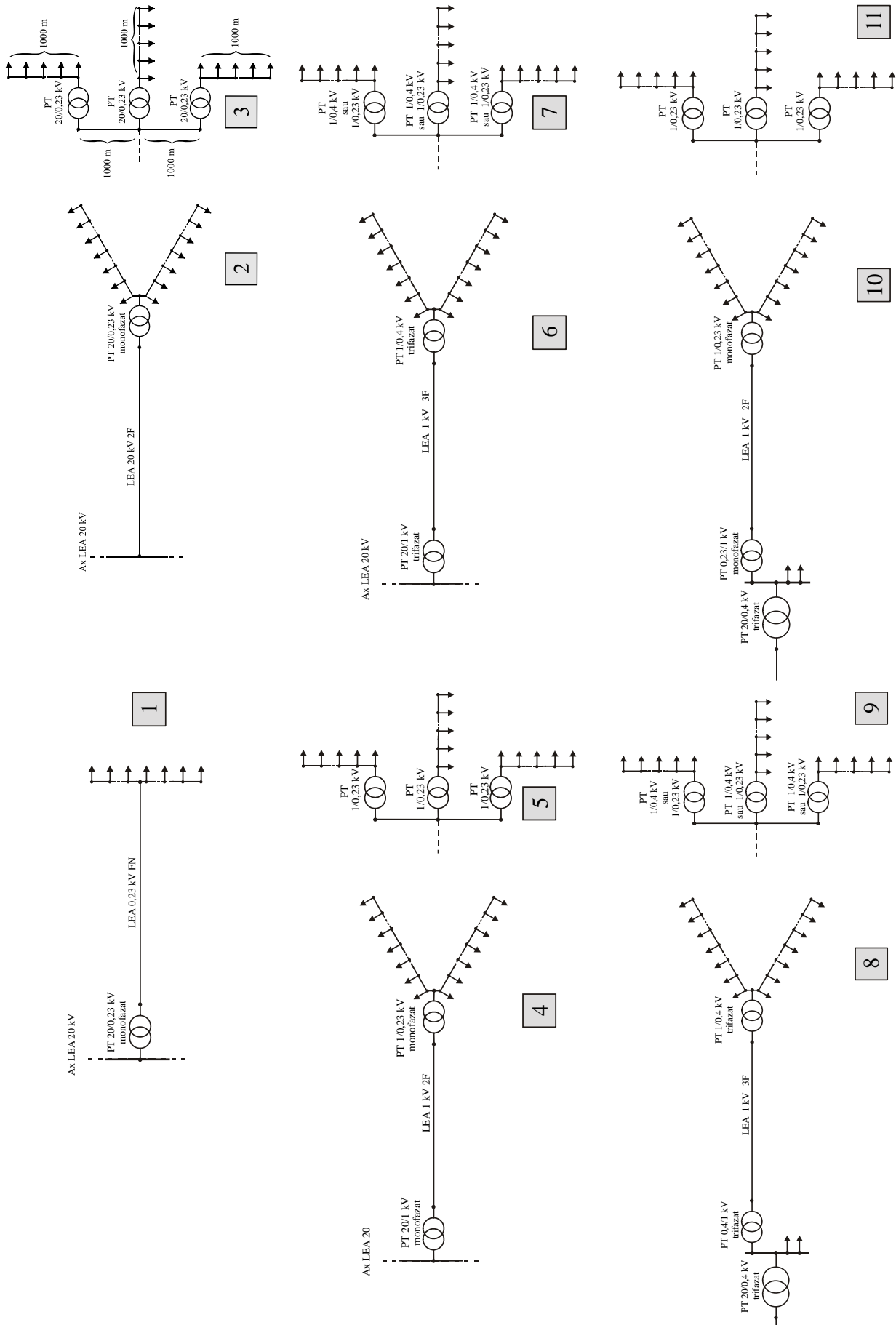


Fig. 5.1. Variantele de rețele ce conțin soluții „neconvenționale”.

Tabelul 5.1. Prețuri unitare pentru linii electrice aeriene [euro/km]

Nr. crt.	Secțiune [mm <sup>2</sup> ]	0,4 kV 3FN conductoare torsadate LEA 1	0,23 kV FN conductoare torsadate LEA 2	1 kV 3F conductoare torsadate LEA 3	1 kV 2F conductoare torsadate LEA 4	20 kV 2F conductoare neizolate LEA 5	20 kV 3F conductoare neizolate LEA 6
1	16	<i>13700</i>	<i>13100</i>	<i>13700</i>	<i>13500</i>	<i>18250</i>	<i>21250</i>
2	25	13900	13300	13900	13600	18250	21250
3	35	14100	13425	14100	13750	18250	21250
4	50	14550	13500	14550	13900	18250	21250
5	70	14900	13650	14900	14250	18250	21250

Tabelul 5.2 Prețuri unitare pentru posturi de transformare aeriene [euro/buc.]

Nr. crt.	S <sub>n</sub> [kVA]	20/0,23 kV monofazat PT 1	20/1 kV monofazat PT 2	20/1 kV trifazat PT 3	1/0,4 kV trifazat PT 4	1/0,23 kV monofazat PT 5	20/0,4 kV trifazat PT 6
1	5	4975	<i>4975</i>	<i>6625</i>	3750	3750	<i>6625</i>
2	10	5240	<i>5240</i>	<i>6985</i>	4050	4050	<i>6985</i>
3	15(16)	5600	<i>5600</i>	<i>7345</i>	4420	<i>4420</i>	<i>7345</i>
4	25	5850	<i>5850</i>	<i>7500</i>	4675	<i>4675</i>	<i>7500</i>
5	40	5985	<i>5985</i>	<i>7635</i>	4890	<i>4890</i>	<i>7635</i>

Valorile înscrise cu caractere italice nu au fost cunoscute deoarece variantele constructive respective nu sunt uzuale. Ele au fost determinate prin interpolare și s-au folosit în această lucrare pentru a obține o imagine completă a variantelor analizate, variante fezabile, fizic posibile. Relațiile de calcul aplicate și rezultatele obținute se prezintă în Anexa 17.

Mai întâi s-au determinat costurile celor 400 de subvariante ale fiecărei variante. Rezultatele obținute se prezintă matricial, sub forma a 4 matrice, astfel:

- matricea 1 – pentru distanțe între 0,5÷5 km (pe coloane) și număr de consumatori 1÷10 (pe linie);
- matricea 2 – pentru distanțe între 0,5÷5 km (pe coloane) și număr de consumatori 11÷20 (pe linie);
- matricea 3 – pentru distanțe între 5,5÷10 km (pe coloane) și număr de consumatori 1÷10 (pe linie);
- matricea 4 – pentru distanțe între 5,5÷10 km (pe coloane) și număr de consumatori 11÷20 (pe linie);

Însă nu toate subvariantele sunt aplicabile pentru toate perechile de valori (distanță - sarcină), datorită tocmai limitărilor impuse asupra lungimilor maxime, limitări determinate în capitolele anterioare.

După calculul costurilor tuturor subvariantelor, s-a făcut selecția variantelor optime, alegând pentru aceeași distanță și aceeași sarcină distribuită, subvarianta cea mai ieftină.

Dar nu toate comparațiile de tipul *fiecare cu fiecare* aplicate celor 11 variante sunt elocvente deoarece, pe de o parte unele soluții folosesc ca „sursă” axul unei LEA de 20 kV iar altele bara de JT a unui PT, iar pe de altă parte unele aplică rețele (bifazate) monofazate iar altele rețele trifazate. De aceea variantele analizate s-au grupat în patru selecții:

1. considerând numai variantele ce folosesc ca sursă axa unei LEA de 20 kV existente în zonă iar rețeaua de JT este alimentată dintr-un singur transformator (variantele 1, 2, 4, 6);
2. considerând numai variantele ce folosesc ca sursă axa unei LEA de 20 kV existente în zonă iar rețeaua de JT este alimentată din unul sau mai multe transformatoare de mică putere de 5 kVA (variantele 3, 5, 7);
3. considerând numai variantele ce folosesc ca sursă axa unei LEA de 20 kV sau bara de JT a unui PT, iar rețeaua de JT este alimentată dintr-un singur transformator (variantele 1, 2, 4, 6, 8, 10);
4. considerând numai variantele ce folosesc ca sursă axa unei LEA de 20 kV sau bara de JT a unui PT, iar rețeaua de JT este alimentată din unul sau mai multe transformatoare de mică putere de 5 kVA (variantele 3, 5, 7, 9, 11);

Variantele 8 ÷ 11 sunt similare cu variantele 4 ÷ 7, deosebirea constând în aceea că alimentarea rețelelor respective se face în primul caz printr-un transformator ridicător de 0,4/1 kV sau 0,23/1 kV, iar în al doilea caz printr-un transformator coborâtor de 20/1 kV. Prima grupă asigură deci soluții mai economice. Din acest motiv, variantele 8 ÷ 11 vor fi întotdeauna preferate variantelor 4 ÷ 7. De fapt cele două grupe de variante fac parte din categorii diferite și compararea lor nu este întotdeauna elocventă, mai ales atunci când pe bara de joasă tensiune a PT nu există o rezervă de putere, deci variantele 8 ÷ 11 nu pot fi aplicate. Altfel spus, variantele 8 ÷ 11 sunt cazuri particulare ale variantelor 4 ÷ 7.

### 5.3. Rezultatele selecțiilor

În tabele 5.3÷5.5 se prezintă rezultatele celor patru selecții aplicate variantelor studiate, fiecare variantă intervenind cu costul total calculat pentru fiecare dintre cele 400 de combinații *distanță - sarcină*. Rezultatele selecțiilor sunt date atât sub forma matricelor costurilor totale minime, exprimate în euro (Anexa 17, „Comp1246”, „Comp357”, „Comp1246810”,

„Comp357911”), cât și sub forma matricelor numerelor variantelor celor mai economice (tab. 5.3÷5.5).

Analizând rezultatele comparației variantelor 1, 2, 4, 6 (tabelul 5.3.) se pot observa următoarele:

- pentru majoritatea situațiilor pentru care parametrii distanță – sarcină aparțin domeniilor considerate, dintre soluțiile aplicabile, cea mai ieftină este varianta 4 (alimentare din axul LEA 20 kV printr-un transformator monofazat coborâtor 20/1 kV, o LEA bifazată de 1 kV și un post de transformare monofazat coborâtor de 1/0,23 kV). Ea este mai scumpă decât varianta 1 la distanțe mici în primul rând datorită dublei transformări și nu poate fi aplicată la distanțe mari și sarcini mari datorită limitărilor de lungime impuse de pierderile maxime de tensiune pe linia bifazată de 1 kV;
- varianta 1 se impune doar pentru distanțe mici (500 m, toate variantele de sarcini, respectiv 1000 m, maxim 6 consumatori normați);
- pentru sarcini mari și distanțe mari se impune, așa cum era de altfel de așteptat, varianta 6, varianta trifazată a variantei 4;
- din această selecție este eliminată de fiecare dată varianta 2, care incluzând LEA bifazată de 20 kV, devine cea mai scumpă. Pentru parametrii distanță – sarcină considerați, LEA 20 kV bifazată este înlocuită cu succes de LEA 1 kV bifazată (varianta 4), respectiv LEA 1 kV trifazată (varianta 6). Varianta este însă cea mai ieftină pentru distanțe și sarcini mai mari decât cele considerate aici, „teritoriu” pe care celelalte variante nu pot participa la „concurință”.

Tabelul 5.3. Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 1, 2, 4, 6.

Nr. consumatori alimentați Distanța sursă - centru consum	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,5 km	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1 km	1	1	1	1	1	1	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
1,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
2,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
3 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
3,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
5,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
6 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
6,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
7 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
7,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
8 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6
8,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6
9 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6
9,5 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6
10 km	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6



Selecția celei mai ieftine variante fezabile, aplicată variantelor 3, 5, 7, la care alimentarea consumatorilor se face din unul sau mai multe transformatoare de foarte mică putere, conduce la rezultatele prezentate în tabelul 5.4. Se constată următoarele:

Tabelul 5.4. Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 3, 5, 7.

Nr. consumatorii alimentați Distanța sursă - centru consum	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,5 km	3	3	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
1,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
2 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
2,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
3 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
3,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
4,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
6 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7
6,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7
7 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7
7,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7	7
8 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7	7	7
8,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7	7	7	7
9 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7	7	7	7	7
9,5 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7	7	7	7	7	7
10 km	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	7	7	7	7	7	7	7	7	7

- rețelele de JT având la toate cele trei variante aceeași structură, diferența este făcută ca și mai sus, de rețeaua din amonte;
- cele mai multe situații caracterizate de parametrii distanță – sarcină, sunt dominate de varianta 5 (corespondentă variantei 4, cu alimentarea consumatorilor din trafo de foarte mică putere). Ea este mai scumpă decât varianta 3 la distanțe mici în primul rând datorită dublei transformări și nu poate fi aplicată la distanțe mari și sarcini mari datorită limitărilor de lungime impuse de pierderile maxime de tensiune pe linia bifazată de 1 kV;
- varianta 3 este mai ieftină decât varianta 5 doar pentru distanțe foarte mici și sarcini foarte mici (maxim 500 m și cel mult 3 consumatori normați). Doar pentru aceste valori ale parametrilor distanță – sarcină, o LEA bifazată de 20 kV și un transformator monofazat de 20/0,23 kV (varianta 3) sunt mai ieftine decât un transformator de 20/1 kV, plus o LEA 1 kV, plus un transformator de 1/0,23 kV, în structură monofazată (varianta 5), respectiv în structură trifazată (varianta 7);
- varianta 7 devine cea mai economică doar pentru distanțe mari și sarcini mari. Acest lucru rezultă ca urmare a faptului că, deși la această variantă structura este trifazată, căile de curent vor fi dimensionate pentru capacități de transfer mai reduse (secțiunea conductoarelor liniilor și

- puterea nominală a transformatoarelor mai mică), deoarece sarcina se împarte pe trei faze și nu pe două ca în variantele 3 și 5.

O comparație a tuturor variantelor la care distribuția finală se face cu alimentare dintr-un singur transformator, alăturând variantelor 1, 2, 4, 6, variantele 8 și 10, se obțin rezultatele din tabelul 5.5. Se constată următoarele:

- varianta 1 rămâne cea mai ieftină la alimentarea consumatorilor aflați la distanțe mici de „sursă” (500 m, 1 ÷ 20 consumatori normalizați, respectiv 1000 m, maxim 6 consumatori);
- pentru restul situațiilor caracterizate de parametrii distanță – sarcină, varianta 10 devine mai ieftină decât varianta 4 iar varianta 8 mai ieftină decât varianta 6. Această optimizare a costurilor este însă posibilă dacă „sursa” disponibilă este constituită de un post de transformare de 20/0,4 kV, cu rezervă de putere corespunzătoare, care nu intră la calculul costurilor variantelor 8 și 10.

Tabelul 5.5. Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 1, 2, 4, 6, 8, 10.

Nr. consumatori alimentați Distanța sursă - centru consum																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,5 km	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1 km	1	1	1	1	1	1	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
1,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
2,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
3,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
4 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
4,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
5,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
6 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8
6,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8
7 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8
7,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8
8 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8
8,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8
9 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8
9,5 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8
10 km	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8

Alăturând acum variantelor 3, 5, 7, pe cele la care distribuția finală se face de asemenea din transformatoare de foarte mică putere, dar la care „sursa” o constituie barele de joasă tensiune ale unui post de transformare de 20/0,4 kV – variantele 9 și 11 – selecția conduce la rezultate similare celor anterioare (tabelul 5.6.):

- varianta 3 rămâne cea mai ieftină pentru distanțe foarte mici și sarcini foarte mici (500 m și maxim 3 consumatori normați), datorită numărului mai mic de transformatoare;
- pentru celelalte situații corespunzătoare parametrilor distanță – sarcină, varianta 11 devine mai ieftină decât varianta 5 și varianta 9 devine mai ieftină decât varianta 7. Ca și în cazul anterior, optimizarea costurilor este posibilă cu condiția existenței unei rezerve de putere disponibilă pe barele de joasă tensiune ale unui PT existent.

Tabelul 5.6. Matricea rezultatelor selecțiilor variantelor de rețea 3, 5, 7, 9, 11.

Nr. consumatori alimentați Distanța sursă - centru consum																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0,5 km	3	3	3	3	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
1 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
1,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
2,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
3 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
3,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
4 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
4,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
5,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
6 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9
6,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9
7 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9
7,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9	9	9
8 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9
8,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9	9
9 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9	9	9
9,5 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9	9	9	9
10 km	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9

Metoda utilizată poate fi cu ușurință extrapolată la un număr mai mare de consumatori și sau distanțe mai mari ale acestora față de „sursă”. De fapt, pentru unele dintre perechile de valori distanță-sarcină, matricele obținute pot fi cu ușurință extinse imaginar, fără a fi nevoie de suplimentarea calculelor.

## 5.4. Concluzii și contribuții

Prezentul capitol prezintă un studiu al cărui scop constă în determinarea variantelor de rețele electrice de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale”, care, în condiții concret definite privind distanțele față de

„surse” respectiv sarcinile transferate, devin optime din punct de vedere tehnico – economic.

Studiul a început cu stabilirea structurii variantelor de rețele ce conțin soluțiile „neconvenționale”, mai întâi în ceea ce privește topologia și apoi referitor la caracteristicile elementelor de rețea, rezultate din necesitatea acoperirii întregului domeniu bidimensional distanță – sarcină definit ( $0 \div 10$  km,  $1 \div 20$  consumatori). Secțiunile conductoarelor liniilor și puterile nominale ale transformatoarelor s-au stabilit din condiția unei încărcări economice a căilor de curent, lungimile maxime ale liniilor fiind cele stabilite în capitolele anterioare (rezultate din impunerea restricțiilor referitoare la calitatea energiei electrice distribuite și a siguranței în funcționarea instalațiilor).

Principiul de selecție a fost următorul: pentru fiecare punct aparținând planului bidimensional distanță-sarcină, dintre variantele aplicabile conform restricțiilor tehnice precizate mai sus, s-a declarat ca optimă, varianta a cărei cost total de construcție este minim.

Concluzia generală este că sistemele de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale” devin mai economice pentru anumite valori ale distanțelor dintre sursă și centrele de greutate ale zonelor de consum, respectiv pentru anumite valori ale sarcinilor electrice de calcul ce trebuie distribuite.

Astfel, lucrarea de față stabilește „zonele” din domeniul bidimensional distanță – sarcină, pentru care soluțiile neconvenționale sunt optime din punct de vedere tehnico – economic.

### **Contribuții originale**

1. concepția și efectuarea studiului destinat stabilirii variantelor optime de rețele utilizate la alimentarea cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați;
2. stabilirea configurației celor 11 variante de rețele conținând soluții „neconvenționale” și care au fost ulterior supuse selecției;
3. stabilirea *metodei planului bidimensional de coordonate distanță-sarcină* destinat identificării practice rapide a soluției optime din punct de vedere tehnico economic;
4. elaborarea și aplicarea algoritmului de calcul pentru determinarea costului de construcție a fiecăreia dintre cele 11 variante și a fiecăreia dintre cele 400 subvariante ale acestora, dimensionând fiecare element de rețea în conformitate cu mărimea sarcinii și cu restricțiile impuse de condițiile de asigurare a nivelului calității energiei electrice distribuite respectiv al siguranței în funcționarea instalațiilor.

# **6. SISTEME NOI DE PROTECȚIE PENTRU REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE CE CONȚIN SOLUȚII „NECONVENȚIONALE”**

## **6.1. Introducere**

Punerea în operă a ideilor referitoare la utilizarea de soluții „neconvenționale” pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați, nu a fost posibilă fără rezolvarea problemelor referitoare la protecțiile acestor rețele, cu atât mai mult cu cât protecțiile clasice, bazate pe siguranțe fuzibile, și-au demonstrat limitele, conducând de fapt la restricții importante în ceea ce privește lungimile maxime ale liniilor de joasă tensiune.

Soluțiile „neconvenționale” aplicate pentru circuitele primare, au fost dublate de soluții „neconvenționale” pentru sistemele de protecție ale acestora.

Ambele grupe de soluții au constituit subiectul preocupărilor colectivului de la SDFEE Deva și AISEE Deva, din care a făcut parte și autorul prezentei lucrări, care a reușit performanța să conceapă, să proiecteze, să construiască și să aplice în instalații reale, o serie foarte importantă de soluții originale, ce pot fi integrate într-un concept nou privind structura rețelelor electrice de distribuție actuale, capabil să ridice semnificativ performanțele tehnico-economice ale acestora, să le facă mai competitive, pentru a le face mai ușor accesibile unor utilizatori defavorizați prin posibilități financiare sau poziție geografică.

Prima problemă ce a trebuit a fi rezolvată a fost stabilirea schemei de protecție împotriva electrocutărilor pentru soluțiile noi ce conțin transformatoare și linii trifazate sau monofazate la treapta de tensiune de 1 kV respectiv transformatoare și linii monofazate cu tensiunea nominală de 0,23 kV.

A urmat stabilirea funcțiilor și principiilor de funcționare ale noilor sisteme de protecții, concepute pentru a răspunde necesității de a fi suficient de sensibile pentru a identifica curenți de scurtcircuit de valori mici, limitați de impedanța mare a căilor de curent sau de impedanța mare de defect, dar fără a acționa la curenții de șoc provocați de receptoarele instalate la consumatori. De asemenea, în rețelele de 0,23 kV monofazate respectiv 1 kV monofazate și trifazate, pentru care s-a stabilit ca având schema de protecție împotriva electrocutărilor de tip IT, s-au conceput protecții homopolare, suficient de sensibile pentru a detecta puneri la

pământ monofazate produse prin impedanțe de defect mari, caracteristice liniilor construite cu conductoare izolate torsadate.

## **6.2. Configurația instalațiilor de protecție împotriva electrocutării, prin legare la pământ, în rețelele de distribuție ce conțin soluții neconvenționale**

Pentru a stabili principiile de acționare și funcțiile sistemelor de protecție a elementelor rețelelor distribuție ce conțin soluțiile neconvenționale promovate în lucrarea de față, se impune mai întâi clarificarea poziției față de pământ a rețelelor respective. De aceea, pentru a argumenta soluția aleasă, se trec în revistă mai întâi câteva noțiuni specifice, definite conform normativelor în vigoare [4, 12]. Astfel:

*Punct neutru* - punct comun al părților active ale sursei de tensiune ale cărui diferențe de potențial, în valori absolute, față de fiecare conductor activ (de fază), sunt egale în funcționare normală.

*Punct de nul* - neutrul sursei legat la pământ printr-o rezistență neglijabilă.

*Schema de protecție* - schema în care se reprezintă situația punctului neutru al sursei de energie (transformator, generator) și a maselor echipamentelor sau utilajelor electrice în raport cu pământul.

*Schema de protecție TT* - schema în care cel puțin un punct al părților active ale sursei de tensiune este legat direct (practic printr-o rezistență neglijabilă) la o priză de pământ (T) iar masele echipamentelor sau utilajelor electrice sunt legate la o priză de pământ (T).

*Schema de protecție TN* - schema în care cel puțin punctul neutru al sursei de tensiune este legat la priză de pământ (T), iar masele echipamentelor sau ale utilajelor electrice sunt legate la punctul de nul (N).

*Schema de protecție IT* - schema în care toate părțile active ale sursei de tensiune sunt izolate față de pământ iar masele echipamentelor sau utilajelor electrice sunt legate la priză de pământ (T).

*Conductor de protecție (simbol PE)* - conductorul utilizat pentru protecția împotriva electrocutării și care leagă masele cu: alte mase, o priză de pământ, un conductor de nul, părți legate la pământ (la masă).

*Conductor de protecție principal* - conductorul comun ce leagă electric un număr de conductoare de protecție.

*Conductor de egalizare a potențialelor* - conductorul de protecție, destinat aducerii la același potențial a maselor și a părților conductoare străine.

*Conductor neutru (simbol N)* - conductorul legat la punctul neutru destinat transportului energiei electrice.

*Conductor de nul folosit în comun (simbol PEN)* - conductorul care îndeplinește în același timp funcțiile de conductor de nul, de protecție și de conductor de nul de lucru.

*Conductor de nul* - conductorul care se leagă la nul.

*Conductor de nul de protecție* - conductorul de protecție prin care se leagă masele la punctul de nul.

*Conductor de nul de lucru* - conductorul legat la punctul de nul destinat a transporta energie electrică.

*Tensiune joasă* - tensiunea aflată în următoarele limite:

- cel mult 250 V față de pământ în cazul rețelelor legate la pământ;
- cel mult 1000 V între faze (conductoare sau borne) în cazul rețelelor izolate față de pământ.

În legătură cu protecția împotriva electrocutărilor, normele tehnice în vigoare precizează că se realizează protecția necesară împotriva electrocutărilor prin atingere indirectă, dacă cu ajutorul instalației de protecție se obțin valori sub limita admisă pentru următoarele tensiuni accidentale [1, 4]:

- tensiunile de atingere și de pas în zonele de influență ale instalațiilor de legare la pământ prin care trec curenți de defect;
- tensiuni prin cuplaj rezistiv în rețele de telecomunicații aflate în contact cu elemente ale instalației de legare la pământ sau cu elemente racordate la acestea, sau care străbat zone de influență ale instalației de legare la pământ.

Valorile maxime admise ale tensiunilor de atingere și de pas sunt în funcție de:

- zona de amplasare a instalației sau echipamentului electric (cu sau fără circulație frecventă de persoane) ;
- categoria rețelei sau instalației electrice (joasă tensiune sau înaltă tensiune, izolată sau legată la pământ) ;
- numărul de sisteme distincte de protecție prevăzute ;
- timpul de eliminare al defectului prin protecția de bază.

Atât în rețelele de joasă tensiune cât și în cele de înaltă tensiune trebuie să se prevadă cel puțin un sistem distinct de eliminare al defectului. Prin sistem distinct de eliminare al defectului se înțelege sistemul destinat declanșării în cazul unui defect și cuprinde dispozitivele de protecție (relee, siguranțe) și de întrerupere (întrerupătoare, siguranțe). Două sau mai multe

dispozitive de protecție asociate aceluiași întrerupător constituie un sistem distinct de eliminare a defectului.

În cazul folosirii în comun a instalațiilor de legare la pământ pentru instalațiile de înaltă și joasă tensiune, dimensionarea trebuie să aibă în vedere atât defectele posibile pe partea de joasă tensiune când pentru toate echipamentele se vor respecta valorile maxime admise pentru instalațiile de joasă tensiune, cât și defectele pe partea de înaltă tensiune când pentru toate echipamentele se vor respecta valorile maxime admise pentru instalațiile de înaltă tensiune.

Pentru instalațiile electrice, aflate la suprafață, de joasă tensiune, valorile maxime pentru tensiunile de atingere și de pas în curent alternativ, 50 Hz sunt:

- 65 V c.a. pentru timp de conectare  $\leq 3$  secunde ;
- 50 V c.a. pentru timp de deconectare  $> 3$  secunde.

Pentru instalațiile de înaltă tensiune aflate la suprafață, tensiunile de atingere și de pas maxime admise sunt funcție de tipul rețelei și numărul sistemelor independente de eliminare a defectului precum și timpul de eliminare a defectului. O observație se impune: în rețele de MT cu nul artificial, tratat prin rezistor, tensiunile de atingere și de pas maxime admise sunt mai mari decât în rețele de MT cu nul tratat cu bobină, sau izolat.

Plecând de la precizările de mai sus, la alegerea soluțiilor privind poziția rețelelor neconvenționale studiate față de pământ, se va mai ține cont și de următoarele observații :

- 1 consumatorii izolați sunt de cele mai multe ori situați în zone cu soluri cu rezistivitate electrică mare (zone montane);
- 2 legarea la pământ a instalațiilor electrice presupune costuri ridicate, rezultate din condiția realizării unor prize de pământ în soluri cu rezistivitate mare; este cunoscut faptul că dacă rețeaua este de tip IT și nu are rețea generală de protecție, atunci se impune ca *rezistența prizelor de pământ locale să fie  $\leq 4 \Omega$  și în plus se aplică suplimentar măsuri pentru dirijarea distribuției potențialelor și/sau izolarea amplasamentelor*;
- 3 alegerea schemei de protecție IT oferă posibilitatea realizării unor protecții deosebit de sensibile pentru supravegherea izolației și declanșarea întreruptoarelor fie la consumator, fie la sursă, rapid fără nici un pericol de electrocutare;
- 4 realizarea pentru rețeaua monofazată cu tensiunea nominală 0,23 kV a unei scheme de protecție de tip TN este dezavantajoasă din următoarele motive:



- Legarea unui pol la pământ și implicit realizarea unei rețele generale de protecție, va avea ca efect creșterea în foarte mare măsură a investiției, ca urmare a necesității îmbunătățirii calității prizelor de pământ.
- Imposibilitatea realizării unei protecții sensibile la defecte de izolație pe polul care nu este legat la pământ.

5 realizarea pentru rețeaua monofazată cu tensiunea nominală de 1 kV, a unei scheme de protecție de tip TN, mută această rețea în zona tensiunilor înalte, cu toate implicațiile care rezultă de aici privind concepția, dimensionarea, construcția și exploatarea. Amintim numai faptul că rezistențele prizelor de pământ trebuie să fie de 4-5 ori mai mici față de cele ale rețelelor monofazate de 0,23 kV.

Ca urmare a celor precizate mai sus, rezultă următoarele concluzii:

***Pentru rețelele electrice monofazate de 0,23 kV și 1 kV:***

Cea mai economică soluție o oferă schema de protecție IT (I - rețea izolată; T - protecție prin legare la pământ). Se va realiza cu rețea generală de protecție, după cum urmează:

a) Protecția împotriva atingerilor indirecte se va realiza prin aplicarea concomitentă a următoarelor măsuri:

- legarea la pământ;
- controlul permanent al izolației față de pământ a rețelei;
- deconectarea sectorului defect în cazul distrugerii izolației rețelei. Timpul de lucru al releului de protecție va fi corelat din punct de vedere al selectivității protecțiilor cu timpii altor relee similare existente în rețea (blocuri de secționare dacă există, protecțiile la consumatori).

b) Se interzice legarea la pământ a vreunui circuit din rețea;

c) Legarea la pământ de protecție în rețea se va realiza prin racordarea carcaselor metalice ale tuturor echipamentelor electrice, atât la o rețea generală de protecție cât și, suplimentar, la o instalație de legare la pământ locală. Fac excepție corpurile de iluminat care sunt prevăzute cu o singură legătură de protecție: acestea se leagă obligatoriu numai la instalația generală de legare la pământ. Cutiile de secționare, cutiile de îmbinare și ramificații ale instalațiilor de iluminat aflate în zona de manipulare se vor lega suplimentar și la priza de pământ locală;

d) Diferitele elemente metalice aflate în apropierea instalațiilor (echipamentelor) electrice, cum sunt diferite construcții metalice (conduce

de apă sau pentru alte fluide etc.), vor fi legate la instalațiile de legare la pământ locale în vederea egalizării potențialelor;

e) Rețeaua generală de protecție va realiza o legătură conductoare continuă între toate carcusele și elementele de susținere metalice ale echipamentelor electrice alimentate de la aceeași sursă de energie electrică (transformatorul 20/0,23 kV sau 20/1 kV monofazat), precum și o legătură de rezistență electrică neglijabilă între toate instalațiile de legare la pământ locale. Pentru realizarea instalației generale de legare la pământ de protecție în rețelele de 0,23 kV și 1 kV, construite cu conductoare izolate torsadate, se va folosi al treilea conductor (două conductoare active și un conductor OL-Al pentru rețeaua de protecție). În cazul în care există mai multe sectoare alimentate de la aceeași sursă, rețelele generale de protecție ale fiecărui sector vor fi conectate între ele, constituind o rețea comună;

f) Rețeaua generală de protecție trebuie să fie legată la cel puțin două prize de pământ situate în puncte diferite. Rezistența de dispersie a rețelei de legare la pământ va fi de cel mult 4  $\Omega$ ;

g) Legarea echipamentului electric la rețeaua generală de protecție și la instalațiile de legare la pământ locale se vor executa la două borne diferite ale carcusei respective, marcate cu semne convenționale. În cazul în care carcasa nu este prevăzută din construcție cu două borne diferite, se admite ca a doua legătură să se facă la un șurub de fixare a carcusei, cu condiția ca legătura să se asigure cu șaibe și piulițe;

h) La o instalație de legare locală la pământ, se vor racorda echipamentele electrice grupate în aceeași zonă. Rezistența de dispersie a instalației de legare la pământ locală se va determina astfel încât tensiunile de atingere și de pas maxime să nu depășească valorile maxime impuse;

i) În cazul în care nu se dispune de date pentru determinarea curentului de punere la pământ simplă, rezistența nominală a prizei locale va avea maxim următoarele valori:

- 20  $\Omega$  pentru prizele locale aferente posturilor de transformare;
- 50  $\Omega$  pentru prizele locale aferente instalațiilor electrice.

### ***Pentru rețelele electrice trifazate de 1 kV***

Cea mai economică soluție o oferă de asemenea schema de protecție IT. Modul de realizare a rețelei este identic cu cel al rețelelor monofazate izolate.

***Pentru rețelele electrice trifazate de 0,4 kV***

Vor fi executate în schema de protecție TN.

***Concluzii:***

***Rețelele monofazate de 0,23 kV și 1 kV, utilizate ca soluții neconvenționale pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați, vor fi realizate în schema de protecție IT, cu rețea generală de protecție.***

Pentru protecția acestor rețele împotriva punerilor monofazate la pământ, la SDFEE Deva și AISE Deva s-a conceput un releu homopolar special, original. El se alătură unui releu maximal de curent cu caracteristică de declanșare invers dependentă de curent, de asemenea de concepție originală, constituind împreună elementele de bază ale sistemelor de protecție a acestor rețele, ce au ca și caracteristici comune, lungimile mari ale liniilor și construcția cu conductoare izolate torsadate.

În continuare se prezintă mai întâi principiile de funcționare, elementele constructive și parametrii caracteristici ai celor două relee, în variantele lor constructive și apoi se prezintă încadrarea lor în ansamblul unor blocuri de protecție, ce capătă configurații particulare, în funcție de tipul și caracteristicile elementelor protejate.

## **6.3 Releul maximal de curent cu caracteristică de acționare invers dependentă de curentul de defect - tip RMCTI –**

### **6.3.1. Necesitatea releului RMCTI**

Așa cum s-a demonstrat în cadrul capitolului al patrulea al prezentei lucrări, protecția eficientă a liniilor electrice aeriene aparținând rețelelor de distribuție de joasă tensiune, fie că sunt construite cu conductoare neizolate, fie că sunt construite cu conductoare izolate și având lungimi mai mari de 500 m (linii lungi de joasă tensiune), nu poate fi realizată numai prin siguranțe [84, 89]. Aceeași afirmație este valabilă pentru transformatoarele de mică și foarte mică putere, destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați, pentru care se folosesc soluțiile clasice sau soluțiile neconvenționale prezentate în lucrarea de față.

De aceea pentru sistemele de protecții se impune adoptarea unor soluții mixte de tipul releu+siguranțe, care să permită fie separarea

porțiunilor cu defect prin arderea siguranțelor, fie deconectarea întreruptoarelor de joasă tensiune, la comanda unor relee speciale de protecție [1, 3, 11, 13, 14, 82, 89].

Din practica tuturor succursalelor de distribuție a energiei electrice, în cadrul mai multor studii efectuate în acest sens, au rezultat două variante de soluții care rezolvă acceptabil din toate punctele de vedere - tehnic, economic, al securității electrice - protecția și siguranța în exploatare a rețelelor de distribuție de joasă tensiune. Acestea sunt:

### ***Varianta A. Soluția de protecție cu limitarea puterii absorbite la consumator***

Aceasta poate fi structurată după cum urmează :

- Siguranțe fuzibile pe plecările de joasă tensiune, instalate în postul de transformare;
- Una sau două secționări ale liniei, realizate cu întreruptoare de joasă tensiune, declanșate de protecții maxime de curent cu caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Alte secționări ale liniei cu siguranțe fuzibile.

Realizarea acestei scheme presupune echiparea firidelor de branșament a consumatorilor cu întreruptoare de joasă tensiune, cu *protecții adecvate pentru limitarea consumului de putere*, astfel încât consumul să nu ducă la supraîncărcarea transformatorului de putere din PT.

Regimul de pseudo-suprasarcină a transformatorului de putere din post, rezultat ca urmare a unor defecte apărute în rețeaua de distribuție, va fi înlăturat prin deconectarea întreruptoarelor de secționare a liniei, la comanda unei protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent.

Obținerea unor instalații de protecție care să permită obținerea funcțiilor precizate mai sus, inclusiv secționarea liniilor de joasă tensiune, presupune :

- Realizarea unui releu maximal de curent cu caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Realizarea unei surse de energie necesare deconectării întreruptorului de joasă tensiune echipat cu dispozitiv de deconectare (DD) fără baterie de acumulare, știut fiind faptul că în condițiile de funcționare din rețelele de distribuție, aceste baterii s-au dovedit de-a lungul timpului cu o fiabilitate precară;

### **Varianta B. Soluția de protecție fără limitarea puterii absorbite la consumator**

În această variantă, schema instalațiilor poate fi structurată după cum urmează :

- Întreruptor pe coloana de joasă tensiune a transformatorului de putere din PT acționat de:
  - un traductor de temperatură montat în cuva transformatorului ce comandă declanșarea întreruptorului de joasă tensiune dacă temperatura uleiului depășește valoarea prescrisă;
  - un releu pentru protecția maximală de curent, având caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Una sau două secționări ale liniei de joasă tensiune, prevăzute cu întreruptoare declanșate de protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent;
- Alte secționări ale liniei cu siguranțe fuzibile;

Regimul de suprasarcină a transformatorului de putere din post creat de consumator va fi eliminat fie de protecțiile maxime din cutiile de secționare fie de protecția la supratemperatură din post.

Regimul de pseudo-suprasarcină a transformatorului de putere creat de defecte apărute în rețeaua de distribuție va fi înlăturat prin deconectarea întreruptoarelor de secționare a liniei la comanda unei protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent.

Regimurile de scurtcircuit vor fi înlăturate de siguranțele fuzibile și protecțiile maxime de curent.

Ca și în cazul anterior, realizarea unei astfel de scheme necesită:

- Concepția și construcția unui releu pentru protecția maximală de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent;
- Realizarea unei surse de energie pentru declanșarea întreruptorului de joasă tensiune fără baterie de acumulare;

În concluzie, ambele variante conduc la necesitatea realizării unui releu maximal de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă, suficient de flexibilă, inexistent pe piață. În acest scop, la SISE Banat, AISE Deva, a fost conceput, realizat și aplicat în instalații, releul tip RMCTI, în variantă trifazată și monofazată, elaboratorul prezentei lucrări fiind coautor în toate aceste etape [72].

### 6.3.2. Destinația releului RMCTI

Releul de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă, tip RMCTI, realizat în variantă trifazată (RMCTI-3, fig. 6.4) și monofazată (RMCTI-1), în asociere cu traductorul de curent de construcție specială, tip Tc-PMCTI (fig. 6.4), de asemenea în concepția originală a aceleași echipe, sunt destinate realizării protecției maxime de curent cu trepte selective (cu reglaj discret) și caracteristică de timp invers dependentă de curentul de defect.

A fost conceput pentru a fi instalat în:

- cutiile de secționare ale LEA de joasă tensiune monofazate;
- cutiile de secționare ale LEA de joasă tensiune trifazate;
- instalațiile de protecție ale LEA 1 kV trifazate;

Releul RMCTI a fost conceput, construit și aplicat în două variante, fiind utilizat după caz:

- a) **RMCTI-1** – în ansamblu cu traductoarele de curent Tc-PMCTI și Tc-1-PMCTI - pentru *protecția maximală de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă* (PMCTI), aferentă blocurilor pentru comanda secționărilor LEA de joasă tensiune 0,23 kV și 1 kV, *de lungime mare*, monofazate;
- b) **RMCTI-3** – în ansamblu cu traductoarele de curent Tc-PMCTI și Tc-1-PMCTI – pentru protecția maximală de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă (PMCTI), aferentă blocurilor pentru comanda secționărilor LEA de joasă tensiune 0,4 kV și 1 kV, *de lungime mare*, trifazate.

Semnificația notației utilizate pentru cele două variante de rele, este după cum urmează:

RMCTI – 1 – varianta monofazată; RMCTI – 3 – varianta trifazată; R – releu; M - maximal; C – caracteristică; T – timp; I – inversă; 1 – monofazată; 3 – trifazată.

Pentru acoperirea întregii game de curenți ce pot fi întâlniți în exploatare, pentru fiecare dintre cele două variante constructive, monofazată respectiv trifazată, s-au conceput următoarele subvariante referitoare la curentul nominal:  $I_n = 40, 60, 120 \text{ A}$ .

### 6.3.3. Funcțiile releului RMCTI

Conform intențiilor inițiale, cărora li s-au adăugat altele pe parcursul concepției, releul RMCTI permite îndeplinirea următoarelor funcții:

- Sursă de energie pentru declanșarea întreruptoarelor de joasă tensiune, echipate cu dispozitive de deconectare (DD);

- Declanșarea temporizată a întreruptorului de joasă tensiune după o caracteristică de timp de deconectare invers proporțională cu mărimea curentului de defect.
- Semnalizarea locală a stării întreruptorului de joasă tensiune;
- Semnalizarea prezenței tensiunii operative de alimentare a circuitelor secundare.

#### 6.3.4. Principalele elemente componente

Releul **RMCTI-1**, pentru rețele monofazate, se compune din (fig. 6.1):

- a) Sursă de energie pentru alimentare proprie și declanșarea întrerupătoarelor de joasă tensiune echipate cu dispozitive de deconectare (DD), având în compunere următoarele blocuri funcționale:
  - redresor monofazat pentru alimentarea sursei interne, P1;
  - acumulator de energie pentru declanșarea întrerupătorului de joasă tensiune, C11, C12;
  - bloc de semnalizare a arderii siguranțelor pentru protecția sursei, R1, DZ1, DZ2, LED;
  - siguranță de protecție, Sp ;
- b) Releu de măsură a curentului de defect, 1D1;
- c) Releu de timp intern funcționând după o caracteristică de timp invers proporțională cu mărimea curentului de defect, D11, T3, T4 și capacitățile aferente selectate cu K2;
- d) Comutator static de ieșire pentru comanda DD a întreruptorului de joasă tensiune, comandat de releul de timp intern, Tr1;
- e) Circuit de semnalizare a poziției întreruptorului de joasă tensiune, R23, LED;
- f) Elemente de protecție la supratensiuni de comutație, R19, D7, D8.

Releul **RMCTI-3**, pentru rețele trifazate, se compune din (fig. 6.2):

Părțile componente ale releului RMCTI-3 și funcționarea acestuia, sunt identice cu cele ale releului RMCTI-1 cu următoarele completări :

- redresorul din componența sursei de energie pentru declanșare prin DD a întreruptorului de joasă tensiune este trifazat și realizat cu diodele D1...D6, dar reunite pe aceleași două magazine de energie C11, C12;
- vor fi trei blocuri pentru reglarea valorii curentului de acționare K1, câte unul pe fiecare fază ceea ce permite ca valoarea acestuia să poată fi diferită pe cele trei faze, funcție de încărcarea reală și tipul consumatorilor alimentați, cu K1r , K1s , K1t și circuitele de alegere a prizei traductorului și a sarcinii secundare pentru fiecare din cele 10 trepte de curent . Ele sunt



însă reunite pe aceeași capacitate C4 a releului de curent 1D1 și componentele aferente DC44, T1, T2;

- semnalizările de ardere a siguranțelor sunt de asemenea independente pe cele trei faze;
- circuitele de temporizare sunt identice cu cele de la releul RMCTI-1.

### **6.3.5. Rolul funcțional al elementelor schemei electrice**

- R1 – permite corecția lui I și în același timp conectează o sarcină permanentă care face ca saltul de tensiune la revenire contact 1D1 să fie atenuat;
- R2 – permite egalarea sarcinilor înainte de acționare 1D1 și după acționare (sarcina văzută de sursă);
- R3 – descarcă capacitatea C3 după acționarea releului 1D1. Menționează că înainte de excitarea releului 1D1, sarcina rezistivă introdusă de blocul de măsură este  $R1 \times R3 / R1 + R3$ ;
- R4 – atenuază creșterea tensiunii la revenirea contactului 1D1 (bineînțeles că și la acționarea releului (cât durează cursa între contactul fix și cel mobil));
- R5 – rezistența de corecție coeficient de revenire element de măsură;
- RL – rezistență electrică 1D1 (RM-1-LG) și are aproximativ 7 k $\Omega$  (variații de la releu la releu);
- D1 – rol de separare a curentului de măsură și temporizare de sarcina rezistivă reglabilă pentru alegerea lui Ir (se ajunge la un filtraj foarte bun al tensiunii în jurul valorii de acționare 1D1 cu capacități mici);
- D2 – rol de separare a elementului de măsură de blocul de temporizare. Împiedică creșterea timpului de revenire 1D1 (la un defect trecător sau la atenuarea șocului de magnetizare) prin descărcarea bateriei de condensatoare din blocul de temporizare;
- D3 – separă contactul static (T1, T2, DC44, R6, R7) de restul montajului din blocul de măsură permițând descărcarea completă a condensatorului C3, după comutarea contactului static și excitarea releului 1D1;
- C1, C2, C3 – capacități de filtraj.



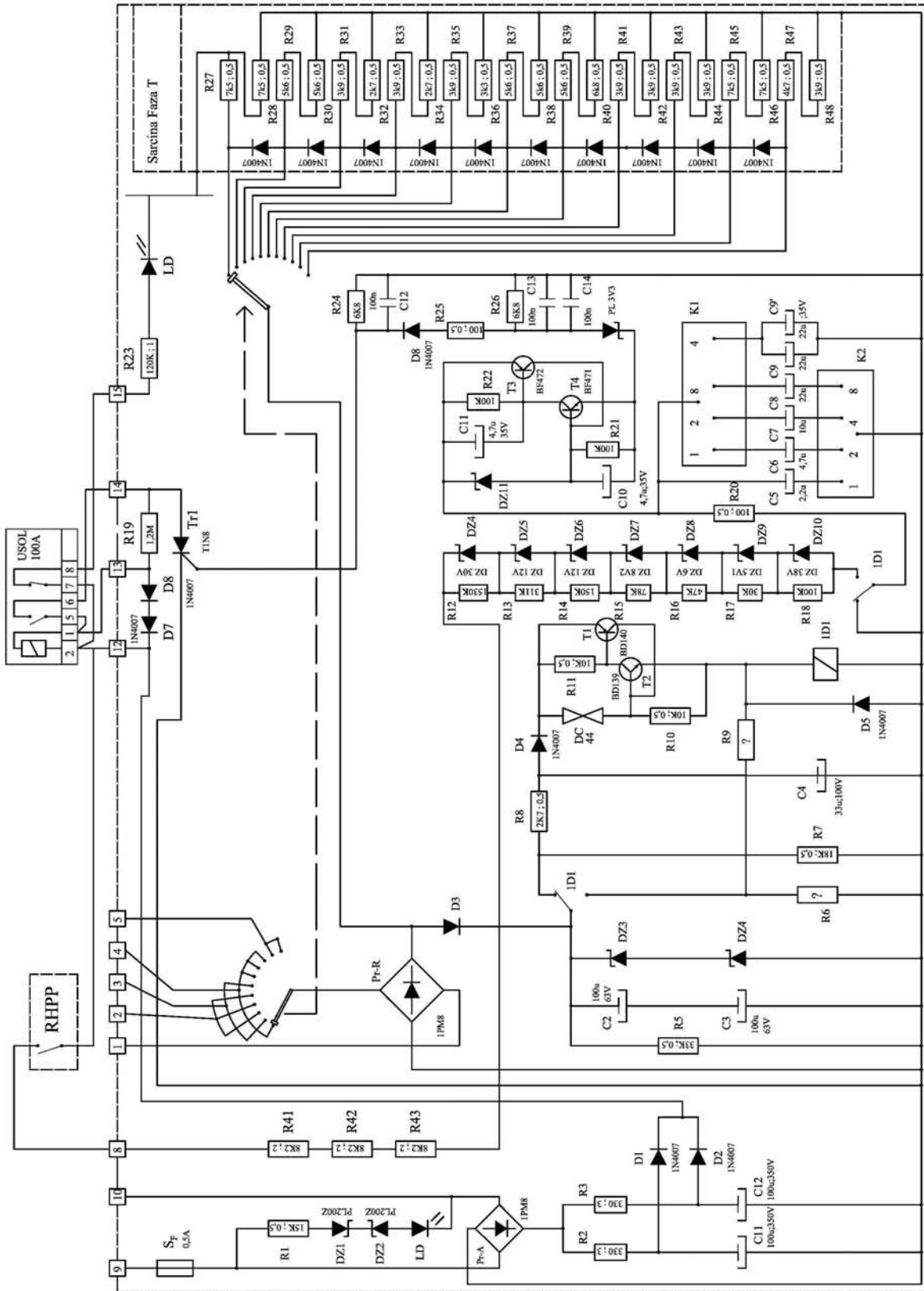


Fig. 6.1. Schema electrică internă a releului RMCTI - 1

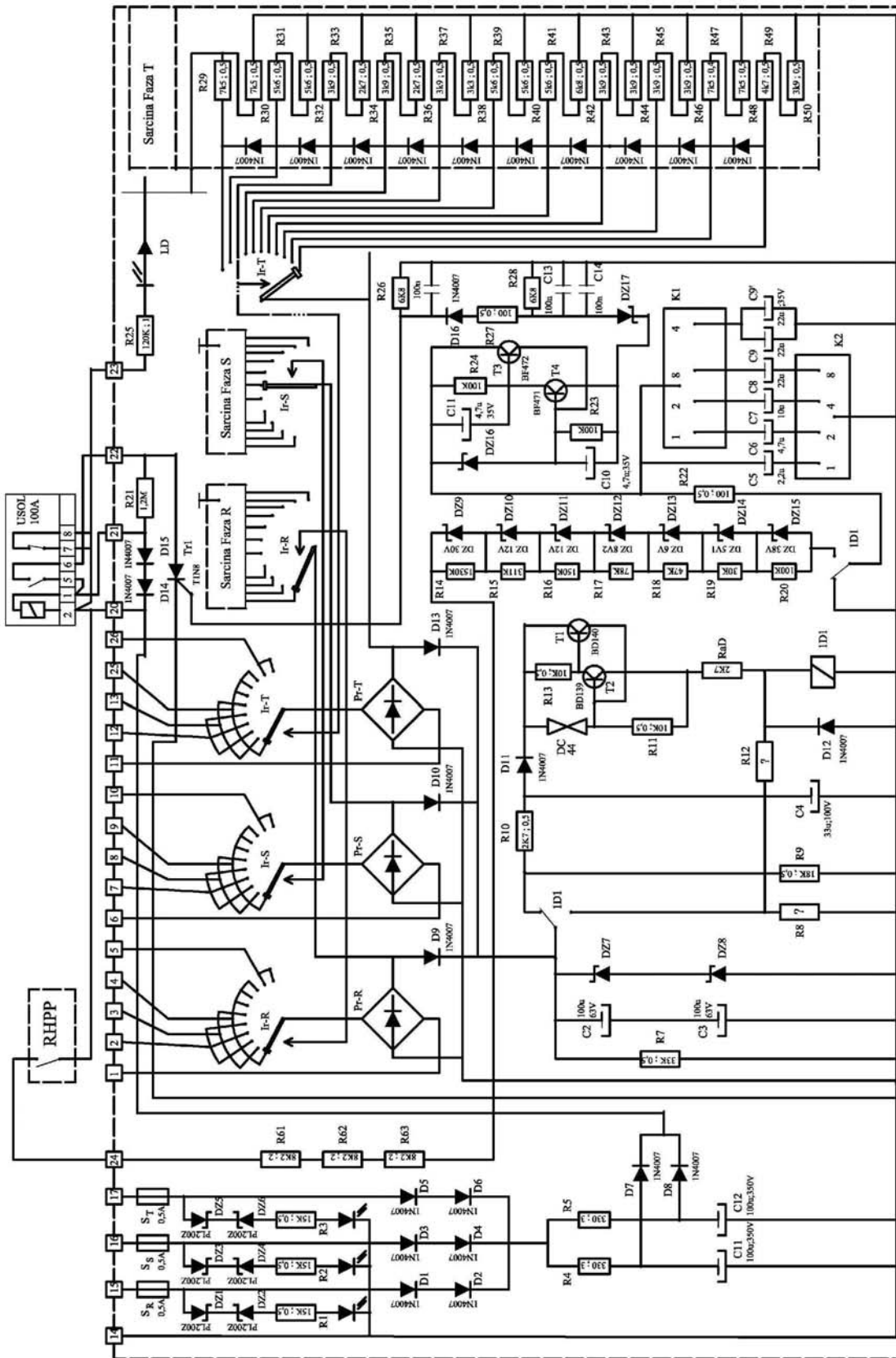


Fig. 6.2. Schema electrică internă a releului RMTCI - 3

### 6.3.6. Modul de funcționare a releului RMCTI-1

Releul RMCTI-1 se alimentează la bornele 9-10 cu tensiunea rețelei 0,23 kV, printr-o siguranță și o punte redresoare, realizând două magazine de energie pe condensatoarele C11 și C12 care fiecare, prin diodele de separație D1, D2, poate alimenta la comanda comutatorului static cu tiristor Tr1, bobina de declanșare DD a întrerupătorului automat de joasă tensiune, USOL sau similar.

La bornele 1, 2,...5 ale releului se conectează traductorul de curent Tc-PMCTI, care furnizează o tensiune proporțională cu curentul de pe linia electrică aeriană de 0,23 kV, ce încarcă condensatorul de temporizare C4, într-un timp și la un curent dependent de poziția comutatorului dublu Ki, ce permite selectarea a 10 trepte de curent de declanșare, prin selectarea prizelor traductorului și a sarcinii secundare a traductorului. Acționarea releului 1D1 se produce la atingerea tensiunii de 44 V pe diacul DC44, datorită comutatoarelor statice T1 și T2.

Comutarea releului 1D1 produce automenținerea sa prin utilizarea energiei din magazia C2, C3 și pornirea temporizării de acționare a comutatorului Tr1. Această temporizare depinde de mărimea capacității de temporizare selectată prin comutatorul K2, ce gestionează capacitățile C5...C9. Bascularea comutatorului static Tr1, are loc prin simulatorul TUJ realizat cu componentele DZ11, T3, T4, ce descarcă sarcina condensatorului de temporizare selectat de K2, pe poarta Tr1, la atingerea pragului Zenner de 11 V.

Cu ajutorul comutatoarele K1, K2 releul permite obținerea a 17 caracteristici de acționare după cum se prezintă în tabelul aflat chiar pe eticheta de produs (fig. 6.5), fiind reprezentate în figura 6.6.

### 6.3.7. Caracteristici tehnico – funcționale

Caracteristicile tehnico-funcționale date mai jos sunt valabile pentru ansamblul releu RMCTI - traductor de curent Tc – PMCTI.

#### 6.3.7.1. Caracteristici tehnico – funcționale pentru RMCTI – 1 :

##### **Subvarianta $I_n = 120$ A (subvarianta de bază):**

- curentul nominal :  $I_n = 120$  A; 50 Hz; sinusoidal;
- tensiunea nominală :  $U_n = 220$  V ; + 10% -15%;
- modul de reglaj curent primar de acționare: în trepte;
- trepte de reglaj pentru curentul primar acționare : 25; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100; 110; 120 A, 50 Hz, sinusoidal;
- caracteristica de acționare: dependentă de timp invers;
- numărul caracteristicilor de acționare: 17 (fig. 6.6);

- trepte de putere aparentă de declanșare: 5,5; 6,6; 8,8; 13,2; 15,4; 17,6; 19,8; 22; 24,2; 26,4 kVA;
- caracteristică de timp de declanșare pentru protecția LEA monofazată de JT 0,23 – 1 kV - dependentă de timp invers proporțional cu mărimea curentului de defect;
- grad protecție incintă : IP-40;
- grad protecție șir borne : IP-00;

Subvariantele constructive necesare acoperirii diverselor domenii de reglaj, au următoarele date tehnice :

#### **Subvarianta $I_n = 60 A$**

- trepte de reglaj curent primar de acționare:  $I_r = 12, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60 A$ ; 50 Hz sinusoidal;
- curent limită termic în primarul traductorului  $I_{LT} = 600 A$ ; 50 Hz, sinusoidal, timp de 1 secundă;
- curent limită dinamic în primarul traductorului  $I_{LD} = 3000 A$ ; 50 Hz, sinusoidal, timp de 40 milisecunde.

#### **Subvarianta $I_n = 40 A$**

- trepte de reglaj curent primar de acționare:  $I_r = 8, 10, 13, 17, 20, 23, 30, 33, 37, 40 A$ ; 50 Hz, sinusoidal;
- curent limită termic în primarul traductorului  $I_{LT} = 400 A$ ; 50 Hz; sinusoidal timp de 1 secundă;
- curent limită dinamic în primarul traductorului  $I_{LD} = 3000 A$ ; 50 Hz sinusoidal timp de 40 milisecunde.

### **6.3.7.2. Caracteristici tehnico – funcționale pentru RMCTI-3**

#### **Subvarianta $I_n = 120 A$ (subvarianta de bază) :**

- trepte de reglaj curent primar de acționare:  $I_r = 25, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120 A$ ; 50 Hz sinusoidal;
- curent limita termic în primarul traductorului  $I_{LT} = 1000 A$ ; 50 Hz; sinusoidal, timp de 1 secundă;
- curent limită dinamic în primarul traductorului  $I_{LD} = 7500 A$ ; 50 Hz sinusoidal, timp de 40 milisecunde.
- curent nominal primar: 120 A; 50 Hz, sinusoidal;
- tensiunea de alimentare: 3 x 220 v; 50 Hz + 10 % - 15%;
- reglajul curentului primar de acționare pe cele trei faze: independent;
- modul de reglaj al curentului primar de acționare: în trepte;
- trepte de reglaj curent primar de acționare pe fiecare fază : 25; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100; 110; 120 A (fig. 6.5);
- caracteristica de acționare: dependentă de timp invers proporțional cu mărimea curentului de defect;

- felul caracteristicii de acționare: comună pe cele trei faze;
- numărul caracteristicilor de acționare: 17 (Tabelul 6.1, fig. 6.6);

Tabelul 6.1. Caracteristicile de acționare ale releului RMCTI

Nr. caracteristică	Poziție selector		Timp declanșare [s]			
	$k_1$	$k_2$	$I_r$	$2I_r$	$3I_r$	$5I_r$
1	8	8	5,3	1,2	0,6	0,3
2	0	1	9,7	2	0,9	0,5
3	8	9	12	2,6	1,1	0,5
4	1	2	14	2,9	1,2	0,6
5	1	3	21	4,4	1,6	0,6
6	2	4	27	5,7	2,1	0,65
7	2	5	33,7	7,3	2,5	0,7
8	3	6	40	8,6	3	0,75
9	3	7	46	9,8	3,4	0,8
10	4	0	55	11,4	3,9	0,8
11	4	1	61	12,8	4,4	0,9
12	5	2	66	14	4,7	0,95
13	5	3	74	15	5,1	0,95
14	6	4	80	17	5,6	1
15	6	5	88	18,3	6	1
16	7	6	91	19,4	6,3	1,1
17	7	7	96	21	6,8	1,2

- trepte de putere aparentă de declanșare: 5,5; 6,6; 8,8; 11; 13,2; 15,4; 17,6; 19,8; 22; 24,2; 26,4 kVA;
- caracteristică de timp pentru declanșare la puneri la pământ LEA trifazate 1 kV – independentă dată de releul RHPP asociat ;
- grad de protecție incintă: IP-40;
- grad protecție șir borne: IP-00;

Subvariantele constructive, necesare acoperirii diverselor domenii de reglaj, au următoarele date tehnice :

#### **Subvarianta $I_n = 60 A$**

- trepte de reglaj curent primar de acționare:  $I_r = 12, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60 A$ ; 50 Hz sinusoidal;
- curent limita termic prin primarul traductorului  $I_{LT} = 600 A$ ; 50 Hz, sinusoidal, timp de 1 secundă;
- curent limită dinamic prin primarul traductorului  $I_{LD} = 3000 A$ ; 50 Hz, sinusoidal, timp de 40 milisecunde.

#### **Subvarianta $I_n = 60 A$**

- trepte de reglaj curent primar de acționare:  $I_r = 8, 10, 13, 17, 20, 23, 30, 33, 37, 40 A$ ; 50 Hz sinusoidal;
- curent limită termic prin primarul traductorului  $I_{LT} = 400 A$ ; 50 Hz; sinusoidal timp de 1 secundă;

- curent limită dinamic prin primarul traductorului  $I_{LD} = 3000 \text{ A}$ ; 50 Hz sinusoidal timp de 40 milisecunde.

Detaliile privind instrucțiunile de montare și verificare pentru releul tip RMCTI sunt prezentate în Anexa 19.

### 6.3.8. Traductorul de curent Tc-PMCTI

Traductorul de curent Tc-PMCTI este de asemenea concepția originală a colectivului de la AISE Deva (fig. 6.5). De fapt este un traductor de construcție specială curent – tensiune, fiind folosit pentru realizarea, în ansamblu cu releul RMCTI, a protecției maxime de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă – PMCTI. Denumit în cadrul lucrării traductor de curent tip Tc – PMCTI, acesta se fabrică în trei variante.

#### 6.3.8.1. Caracteristici tehnico – funcționale

- Curent nominal primar :
  - $I_n = 40 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal, pentru Tc-1-PMCTI – 40 A; Tc-PMCTI – 40 A;
  - $I_n = 60 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal, pentru Tc-1-PMCTI – 60 A; Tc-PMCTI – 60 A;
  - $I_n = 120 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal, pentru Tc-1-PMCTI – 120 A; Tc-PMCTI – 120 A.
- Curent maxim de durată cu secundarul în gol
  - $I_o = 40 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal, pentru Tc-1-PMCTI – 40 A; Tc-PMCTI – 40 A;
  - $I_o = 60 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal, pentru Tc-1-PMCTI – 60 A; Tc-PMCTI – 60 A;
  - $I_o = 120 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal, pentru varianta Tc-1-PMCTI-120 A.
- Curent limită de stabilitate termică și dinamică în secundar fiind racordată o sarcină cu impedanța de  $650 \Omega$ : pentru un timp de expunere de 40 ms;
  - $I_o = 3000 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal pentru Tc-1-PMCTI – 40 A; Tc-PMCTI – 40 A;
  - $I_o = 3000 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal pentru Tc-1-PMCTI – 60 A; Tc-PMCTI – 60 A;
  - $I_o = 7500 \text{ A}$ ; 50 Hz; sinusoidal pentru Tc-1-PMCTI-120 A; Tc-PMCTI – 120 A.
- Gradul de protecție pentru bornele înfășurării primare : IP – 00;
- Tensiunea nominală a izolației între primar și secundar :  $U_{n,iz} = 1 \text{ kV}$ , 50 Hz, sinusoidală.



Traductorul de curent este de construcție monofazată. Face parte din echipamentul de protecție și automatizare aferent, PTA 20/1 kV , PTA 0,4/1 kV , PTA 1/0,4 kV și cutiilor de secționare LEA de joasă tensiune lungi 0,23 – 1 kV realizate cu conductoare torsadate.

### 6.3.8.2. Funcțiile traductorului

- măsură curent rețea de j.t.
- sursă de energie pentru releul RMCTI;

### 6.3.8.3. Descriere constructivă

Traductorul Tc – PMCTI se compune din :

- transformatorul special Tr-1;
- bloc de diode stabilizatoare Dz-1;
- cordon pentru racordarea traductorului în circuitele secundare;

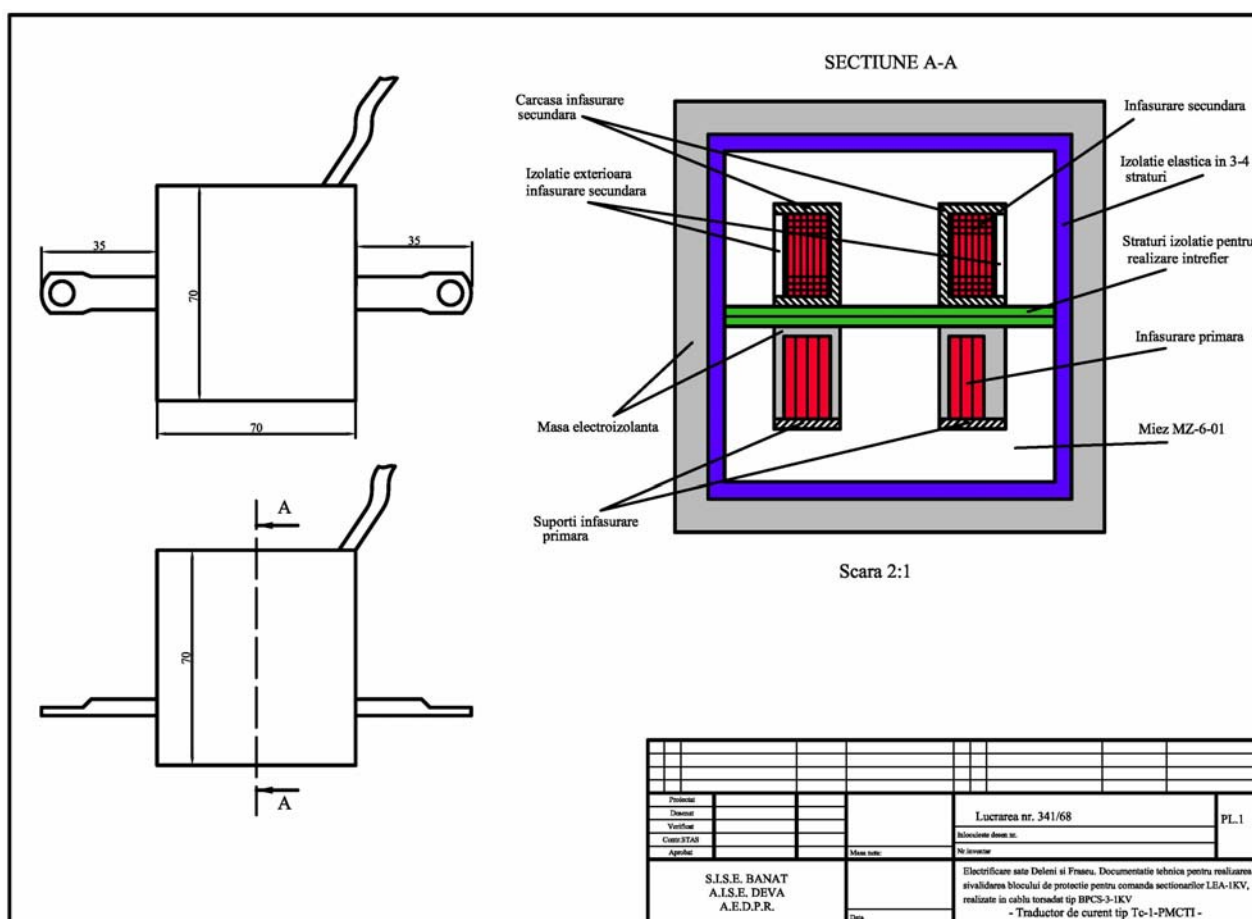


Fig. 6.3. Traductor special de curent tip Tc – PMCTI – detalii constructive

Transformatorul este realizat pe un miez de ferită moale (fig. 6.3). Primarul este realizat din profil dreptunghiular de cupru cu posibilități de racordare în circuitele primare. Secundarul realizat pe carcasă de textolit prezintă o bună izolare electrică față de primar și de circuitul magnetic.

Prizele înfășurării secundare sunt racordate la placa de conexiuni. Blocul de stabilizare – limitare cu diode este racordat pe întreaga înfășurare secundară.

Peste întreaga construcție se toarnă o masă electroizolantă, în exteriorul acesteia rămânând numai capetele înfășurării primare și cordonul de racord la circuitele secundare.

#### 6.3.8.4. Caracteristici tehnico – funcționale pentru subvarianta de bază

- curent nominal primar :  $I_n = 120 \text{ A}$ ; 50 Hz, sinusoidal;
- curent primar maxim cu secundarul în gol :  $I_o = 150 \text{ A}$ ; 50 Hz, sinusoidal;
- impedanța minimă a sarcinii secundare, prin traductor trecând curentul nominal:  $Z_{2min.} = 700 \Omega$ ;
- curentul limită de stabilitate termică, în secundar fiind racordată o sarcină cu impedanță de  $600 \Omega$ :  $I_{LT} = 1000 \text{ A}$ ; 50 Hz, 1 sec;
- Curentul limită de stabilitate dinamică, în secundar fiind racordată o sarcină cu impedanța de  $650 \Omega$ :  $I_{LD} = 7000 \text{ A}$ ; 50 Hz, 20 ms;
- Gradul de protecție pentru bornele înfășurărilor: IP-00.

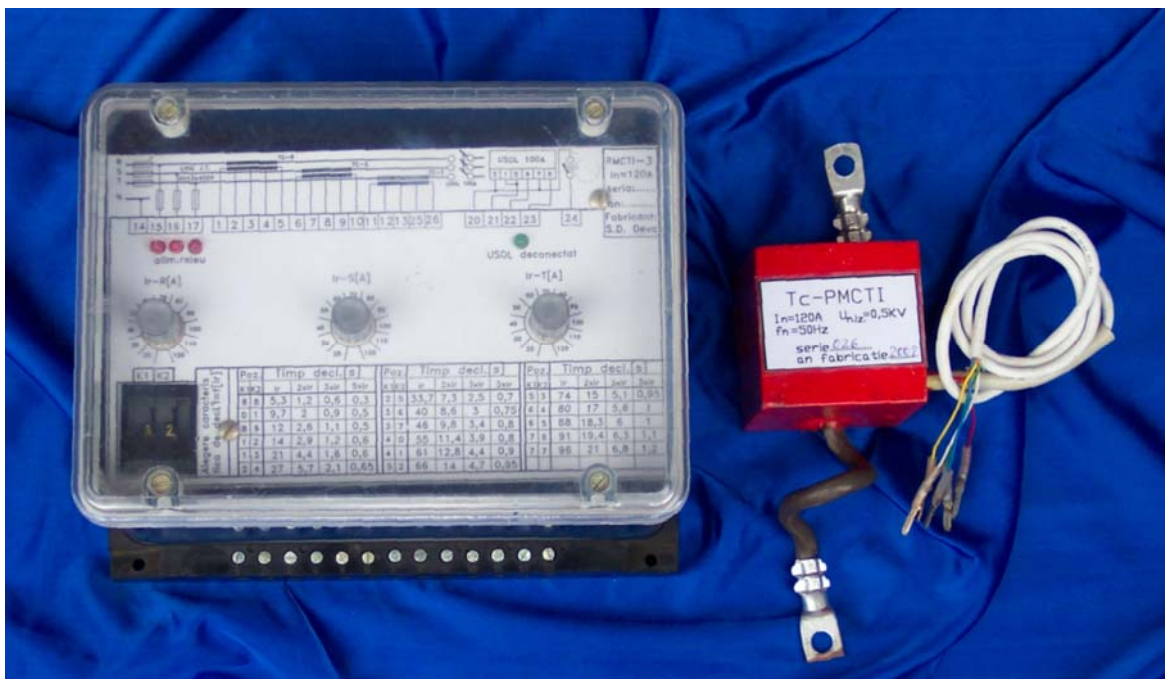


Fig.6.4. Releul RMCTI – 3 și traductorul Tc – PMCTI.



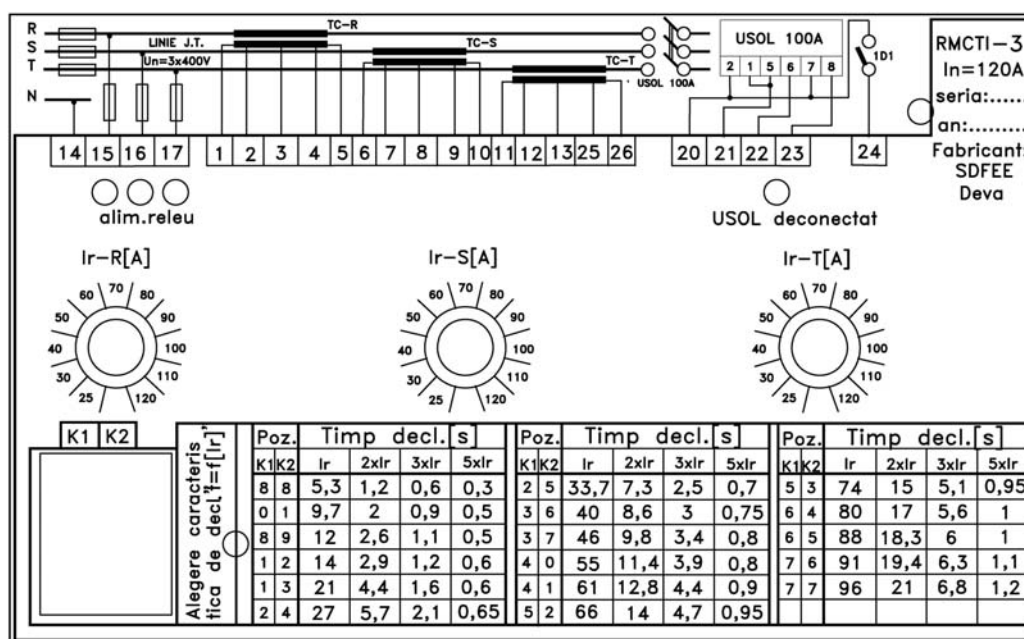


Fig. 6.5. Panoul frontal al releului RMCTI-3.

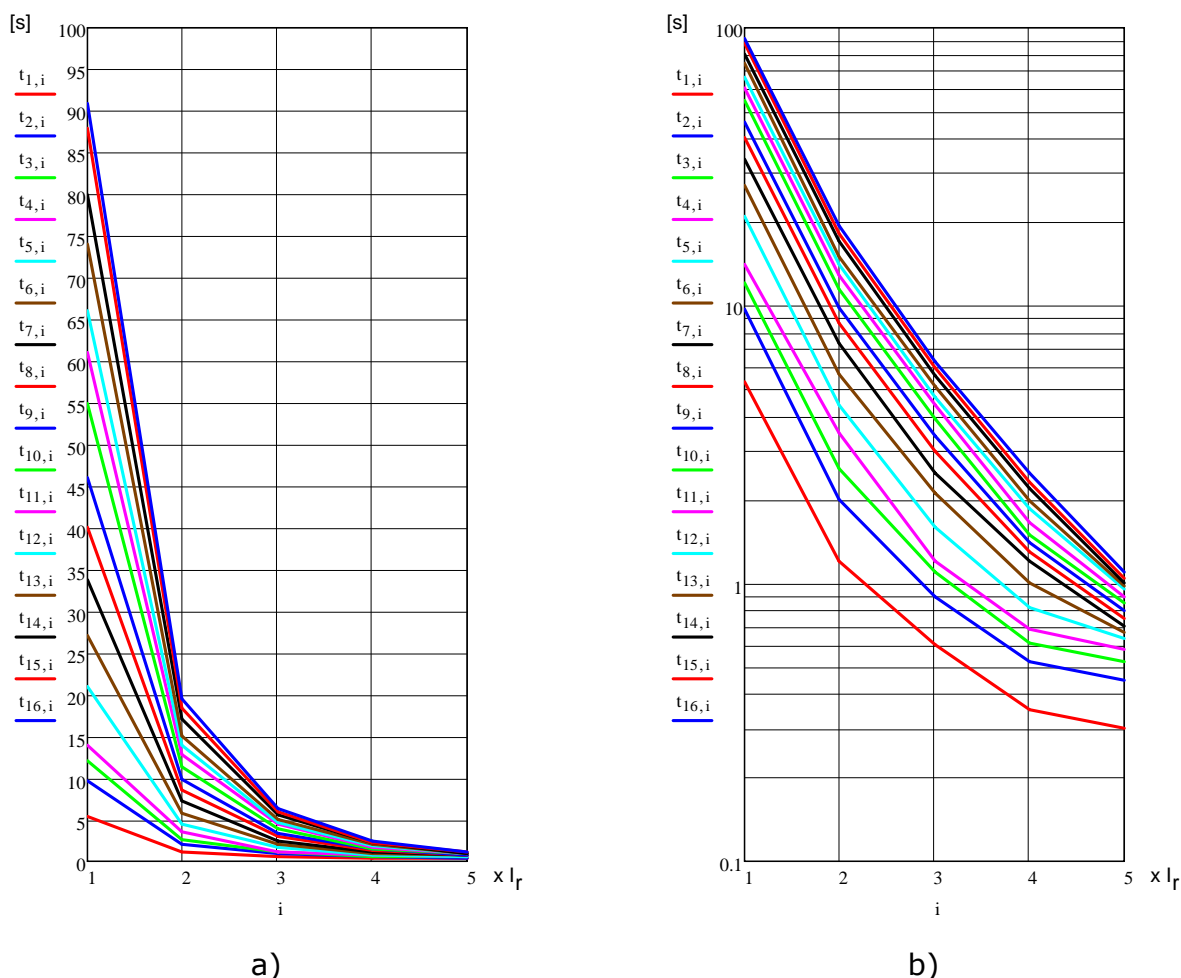


Fig. 6.6. Caracteristicile de declanșare ale protecției PMCTI: a) cu scara timpului liniară; b) cu scara timpului logaritmică.

## **6.4 Releul homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ monofazate pe linii electrice aeriene de 1 kV construite cu conductoare izolate torsadate - tip RHPP-1 -**

### **6.4.1. Destinație**

Releul homopolar tip RHPP-1 este destinat protecției împotriva punerilor la pământ în rețelele electrice de 1 kV, având schema de protecție împotriva electrocutărilor de tip IT și conținând linii electrice aeriene construite cu conductoare izolate torsadate, mai precis cu patru conductoare, cel de-al patrulea conductor - conductorul OL-Al fiind legat la prizele de pământ în PTA 0,4/1 kV, PTA 1/0,4 kV și la prizele de pământ de pe stâlpii cu cutii de secționare. El este opera aceluiași colectiv de specialiști precizat mai sus, din care face parte și autorul lucrării de față [56, 57].

Releele RHPP-1 se fabrică în trei variante constructive:

- RHPP-1-5 – Releu homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ în rețele electrice aeriene de 1 kV cu lungimea  $\leq 5$  km;
- RHPP-1-10 – Releu homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ în rețele electrice aeriene de 1 kV cu lungimea  $\leq 10$  km;
- RHPP-1-20 – Releu homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ în rețele electrice aeriene cu lungimea  $\leq 20$  km;

Variantele de rele homopolare se notează după cum urmează: RHPP-1-X; cu X = 5; 10; 20;

Semnificația notației este următoarea :

- RHPP – releu homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ;
- 1 - valoarea tensiunii nominale a rețelelor, exprimată în kV, cărora le este destinat releul;
- X - lungimea în km a rețelei electrice aeriene pentru care este destinat să asigure protecția la simple puneri la pământ.

### **6.4.2. Descrierea componentelor principale**

Releul homopolar RHPP-1 se compune din (fig. 6.7.):

- $BC_{NA}$  - baterie de condensatoare trifazată (Cr-Cs-Ct), conexiune stea, pentru crearea neutrului artificial al rețelei de 1 kV ;
- $K_i$  - releu de măsură pentru curentul de pe neutrul artificial – este realizat cu releul de curent de mare sensibilitate REC-1, ce sesizează deplasarea potențialului neutrului artificial realizat cu bateria de condensatoare, față de pământ. Informația despre curentul de dezechilibru pe neutrul artificial se preia prin  $K_r$ , R1...4, Ti, CI-1,2,3. Urmează compararea cu limitele de curent prescrise prin  $K_i$  și CI-4 și declanșarea întrerupătorului sursă în situații de puneri la pământ pe LEA-1 kV prin contactul releului RI-1;

- $K_r$  - bloc de rezistențe pentru atenuarea curentului de dezechilibru de pe neutrul artificial din rețeaua de 1 kV funcționând fără defect de izolație,
- Circuite electrice și electronice secundare de sursă proprie prin folosirea circulației de curent capacitiv prin bateria pentru neutru artificial, circuite redresoare P1 , P2 , P3 , de filtraaj a tensiunii operative C1 , și stabilizare a valorii acesteia DZ1 , DZ2 , DZn;
- Incintă de protecție echipament electric primar și secundar cu borne de acces în incintă la tensiunea de 1 kV și borne de ieșire din incinta la tensiunea de 500 V.

### 6.4.3. Descrierea modului de funcționare

La alimentarea releului cu tensiunea de 1 kV trifazat la bornele 14-16-18, curentul capacitiv de pe fiecare fază este trecut prin punte redresoare (P1-P2-P3) și încarcă condensatorul C1 până la nivelul de tensiune permis de diodele Zenner DZ3...n, alese pentru 24 V. Aceasta este tensiunea auxiliară de alimentare a blocurilor ce compun releul de mare sensibilitate REC-1.

Întrucât bateria de condensatoare are capacități egale pe fiecare fază, în punctul neutru de conectare a punților redresoare se stabilește potențialul de nul al rețelei, cu tensiuni simetrice de 577 V pe fiecare fază.

În cazul rețelei simetrice cu conductoare torsadate de 1 kV, în lipsa unui defect de izolație pe LEA-1 kV, pământul trebuie să aibă același potențial cu neutral artificial al releului RHPP. Deci la legarea la pământ a bornei 20 a releului, prin transformatorul de curent interior  $T_i$  nu va apărea nici un curent de dezechilibru, toate fazele rețelei de 1 kV având față de pământ tensiunea de 577 V.

La apariția unui defect de izolație pe oricare fază, echilibrul și simetria tensiunilor se schimbă, astfel, faza defectă micșorându-și valoarea tensiunii față de pământ, iar fazele sănătoase mărindu-și valoarea tensiunii față de pământ. În situația limită de punere netă a unei faze la pământ, tensiunea fazei cu defect poate ajunge la valoarea zero iar tensiunile fazelor sănătoase pot să crească la 1000 V față de pământ.

Un dezechilibru cât de mic al tensiunilor din rețea duce la o circulație de curent între neutrul artificial și pământ, care trece prin primarul transformatorului  $T_i$  și determină o tensiune secundară ce este amplificată de CI-1 și redresată în redresorul fără prag, realizat cu CI2, CI3. Astfel se obține o tensiune continuă proporțională cu curentul de dezechilibru prin  $T_i$ . Această tensiune este comparată cu o referință de tensiune prestabilită de comutatorul decadic  $K_i$ , aleasă experimental pentru diferite valori ale impedanței de defect, coroborat cu poziția comutatorului  $K_r$  ce introduce rezistențele de limitare R1...4. În felul acesta se pot alege diverse

sensibilități ale releului, conform tabelului înscris pe eticheta de produs (fig. 6.9).

În continuare comparatorul CI-4, la depășirea valorii prescrise a curentului de dezechilibru polarizează tranzistorul T1, ce alimentează bobina releului RI-1, a cărei contact comandă în blocul BPCS, declanșarea întrerupătorului sursă, scoțând de sub tensiune LEA-1 kV cu defect de izolație.

Deci punerea la pământ a unei faze în rețeaua de 1 kV produce deplasarea potențialului neutrului artificial față de potențialul pământului, tensiunea dintre cele două puncte generând un curent pe legătura neutrului artificial, care va produce acționarea releului RI-1, deci a releului RHPP-1 și în final declanșarea sursei prin deconectarea întrerupătorului general din PTA 0,4/1 kV.

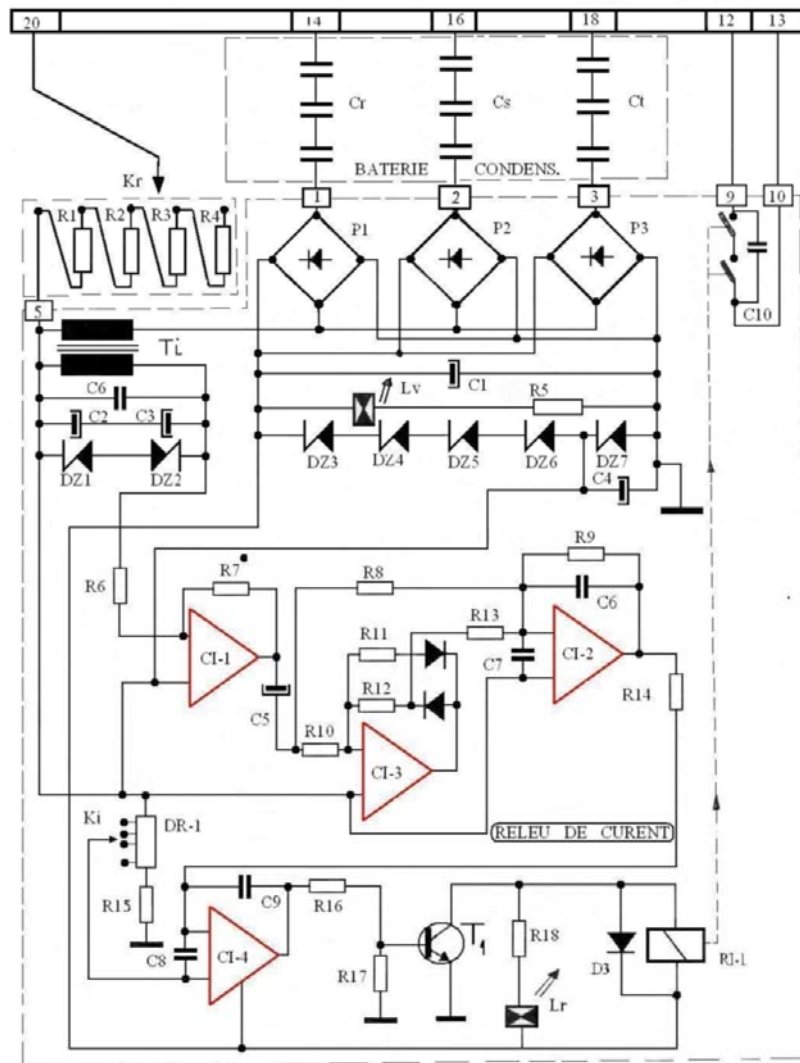


Fig. 6.7. Schema electrică interioară a releului RHPP.

Releul RHPP-1 se montează în cutiile de secționare a LEA 1 kV, aferente PTA 20/1kV sau PTA 0,4/1 kV.

#### 6.4.4. Caracteristicile tehnico-funcționale ale releului RHPP-1

- Tensiunea nominală: 3 x 1000 V c.a. +10% ÷ -15%, 50 Hz;
- Reglajul pragului de acționare, impedanța de defect în  $k\Omega$ : în trepte.
- Timpul de acționare:  $\leq 100$  ms;
- Semnalizări optice: - verde - *releu alimentat*; - roșu - *releu demarat* (acționat);
- Consum: 15 W;
- Surse auxiliare de energie: nu are surse auxiliare de energie;
- Gradul de protecție incintă: IP-40;
- Gradul de protecție borne: IP-00;
- Mediul de funcționare:
  - În incinte închise cu grad de protecție IP-54;
  - Temperatura mediului ambiant:  $-15^{\circ} \div 40^{\circ}\text{C}$ ;
  - Umiditatea relativă: maxim 80 % la  $20^{\circ}\text{C}$ ;
  - Altitudinea maximă: 2000 m.

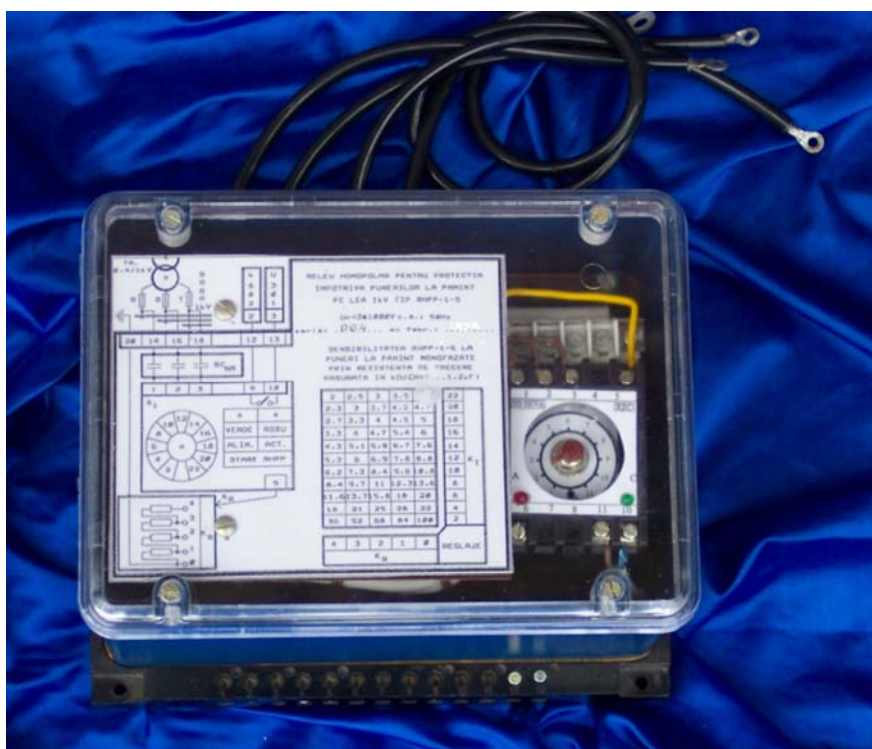


Fig. 6.8. Releul RHPP-1.

Bateria de condensatoare trifazată conexiune stea pentru crearea nulului artificial  $BC_{NA}$  trebuie să se încadreze în următoarele valori :

- Capacitatea echivalentă faza R:  $0,33 \mu\text{F} \pm 5 \%$ ; pentru RHPP-1-5;
- Capacitatea echivalentă faza S:  $0,66 \mu\text{F} \pm 5 \%$ , pentru RHPP-1-10;

Capacitatea echivalentă faza T:  $1 \mu\text{F} \pm 5 \%$ , pentru RHPP-1-20.

**Condiții privind aptitudinile funcționale pe variante constructive:**

Impedanțele de faze de intrare, măsurate la o tensiune de linie de alimentare la bornele 14, 16, 18 de  $3 \times 1000 \text{ V}$ , 50 Hz, sinusoidală, trebuie să se încadreze în limitele :

$$Z_r(\text{borna } 14) = Z_s(\text{borna } 16) = Z_t(\text{borna } 18) = 8,773 - 10,723 \text{ k}\Omega$$

Curentul de dezechilibru măsurat pe neutrul artificial legat la pământ, releul fiind alimentat cu tensiunea nominală  $3 \times 1000 \text{ V}$ , 50 Hz, sinusoidal, la bornele 14, 16, 18, dintr-o sursă cu neutrul legat la pământ, trebuie să fie :

$$I_{\text{dez}}(\text{borna } 20) \leq 0,3 \text{ mA}$$

Sensibilitatea releului RHPP-1-5 la puneri la pământ într-o rețea aeriană de 1 kV, aflată în gol (fără sarcină), cu capacitățile homopolare de fază de  $0,52 \mu\text{F}$ , trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu valorile specificate în tabelul 6.2 :

Tabelul 6.2. Sensibilitatea RHPP-1-5 la puneri la pământ prin rezistențe de trecere măsurate în  $\text{k}\Omega$ .

5	6	7	8	9	22	K <sub>i</sub>
5,75	6,75	7,75	8,75	9,75	20	
6,75	7,75	8,75	9,75	10,75	18	
8	9	10	11	12	16	
11	12	13	14	15	14	
12	13	15	16	17	12	
14,5	16	17,5	18	20	10	
19	21	23	25	27	8	
10	15	20	25	30	6	
25	20	30	35	40	4	
20	40	60	80	100	2	
4	3	2	1	0	Reglaje	
K <sub>R</sub>						

Sensibilitatea releului RHPP-1-10, la puneri la pământ într-o rețea aeriană de 1 kV aflată în gol (fără sarcină), cu capacitățile homopolare de fază de  $1 \mu\text{F}$  trebuie să fie mai mare sau cel puțin egală cu valorile specificate în tabelul 6.3 :



Tabelul 6.3. Sensibilitatea RHPP-1-10 la puneri la pământ prin rezistențe de trecere măsurate în k $\Omega$ .

2	2,5	3	3,5	4	22	K <sub>i</sub>
2,3	3	3,7	4,2	4,7	20	
2,7	3,3	4	4,5	5	18	
3,4	4	4,7	5,7	6	16	
4,2	5,1	5,9	6,7	7,6	14	
5,2	6	6,9	7,8	8,8	12	
6,2	7,3	8,4	9,6	10,8	10	
2	2,5	3	3,5	4	8	
8,4	9,7	11	12,3	13,6	6	
11,6	13,7	15,8	18	20	4	
15	17	20	25	30	2	
4	3	2	1	0	Reglaje	
K <sub>R</sub>						

Sensibilitatea releului RHPP-1-20, la puneri la pământ într-o rețea aeriană de 1 kV aflată în gol (fără sarcină), cu capacitatea homopolară de fază de 1,5  $\mu$ F, trebuie să fie cel puțin egală cu valorile specificate în tabelul 6.4:

Tabelul 6.4. Sensibilitatea RHPP-1-20 la puneri la pământ prin rezistențe de trecere măsurate în k $\Omega$ .

-	-	0,4	0,6	0,8	22	K <sub>i</sub>
-	-	0,5	0,8	1,1	20	
0,2	0,46	0,72	0,98	1,26	18	
0,5	0,77	1,04	1,31	1,6	16	
0,83	1,1	1,37	1,64	1,95	14	
1,2	1,51	1,82	2,13	2,45	12	
1,66	2,03	2,4	2,77	3,16	10	
2,4	2,9	3,4	3,9	4,4	8	
3,6	4,37	5,15	6	6,7	6	
5,7	7,15	8,6	10,5	11,5	4	
12	16,75	21,5	26,25	31	2	
4	3	2	1	0	Reglaje	
K <sub>R</sub>						



### 6.4.5. Încadrarea releului RHPP în structura PTA

Montat în cutia de secționare a LEA 1 kV, tip BPCS-3-1 kV, din PTA 20/1 kV, sau în cutia de secționare a PTA 0,4/1 kV, tip BPCS-3-0,4 kV, împreună cu releul RMCTI-3 și întrerupătorul de declanșare USOL 100 sau similar, releul RHPP-1 (fig. 6.8) realizează deconectarea sursei prin declanșarea USOL-100 A, la apariția unei puneri la pământ în rețeaua de 1 kV.

El asigură o sensibilitate mare la defecte cu pământul, până la rezistențe de defect de minim 20 kΩ (rezistență de punere la pământ). Nu necesită surse auxiliare de energie.

În figura 6.9. este prezentată placa frontală a releului RHPP-1, pe care se poate observa și modul de conectare la LEA-1 kV respectiv la releul RMCTI-3.

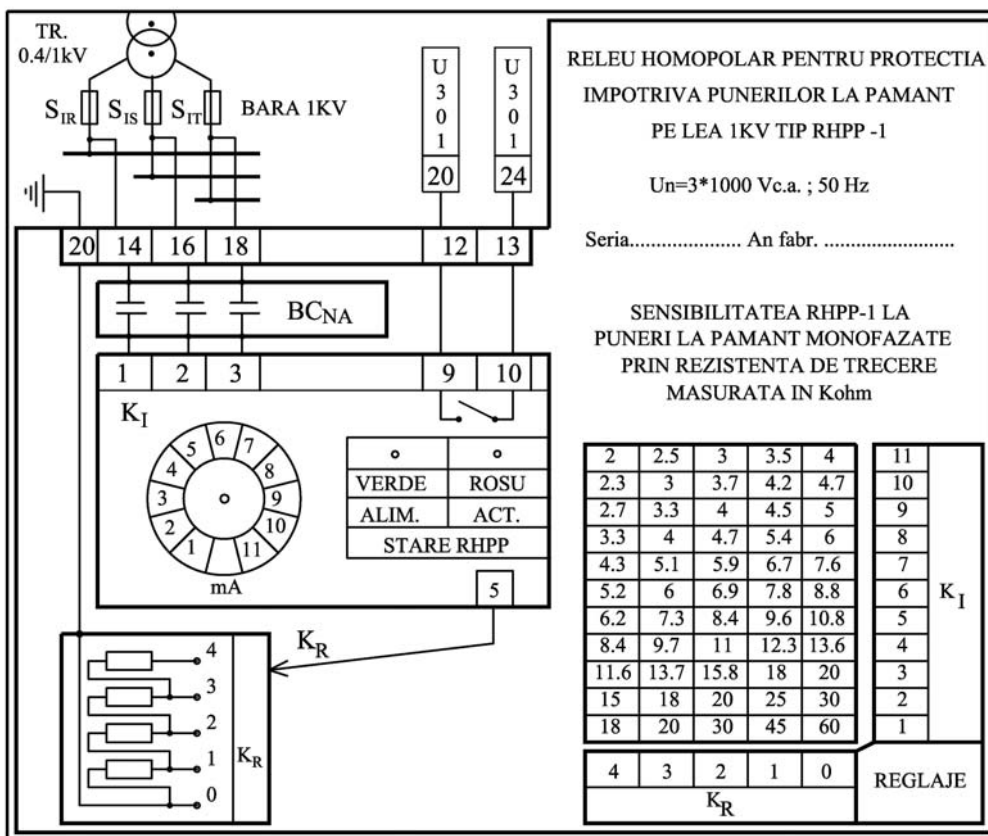


Fig. 6.9. Placa frontală a releului RHPP-1.

Schemele de încadrare a RHPP în structura BPCS și a posturilor de transformare aferente sunt următoarele :

**6.4.5.1 Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3-1 kV (fig. 6.10.)**

Elementele componente principale și funcțiile acestora, sunt următoarele:

- Întreruptorul F 851 de tip USOL-100 A tripolar, sau similar, prin a cărui acționare manuală se realizează funcția de conectare - deconectare a consumatorilor la/de la sursă, iar prin protecțiile termice și electromagnetice aferente lui, ce comandă deconectarea automată a întreruptorului, funcțiile de protecție la suprasarcină de durată respectiv scurtcircuite nete;
- Releul primar F 301 de tip RHPP-1 pentru protecția împotriva punerilor la pământ în instalațiile de 1 kV (declanșează F 851);
- Transformatorul de servicii proprii T 104 de tip TSP-BPCS pentru alimentarea releului U 301 (RMCTI);
- Siguranța S1, de tip LF, prin extracția căroră se poate obține separarea vizibilă a aparatajului secundar de sursă, asigură totodată protecția la scurtcircuite nete în echipamentul electric din aval;
- Releul U301 de tip RMCTI-3-1 kV formează împreună cu traductoarele de curent, protecția maximală de curent temporizată (PMCTI) care realizează funcțiile de prestabilire consum zonal de energie respectiv de protecție la scurtcircuite prin rezistență de trecere. Protecția maximală de curent deconectează întrerupătorul F851 prin DD;
- Lampa pentru iluminat local și întrerupătorul aferent, necesară în caz de intervenție pe timp de noapte;
- Priza monofazată.

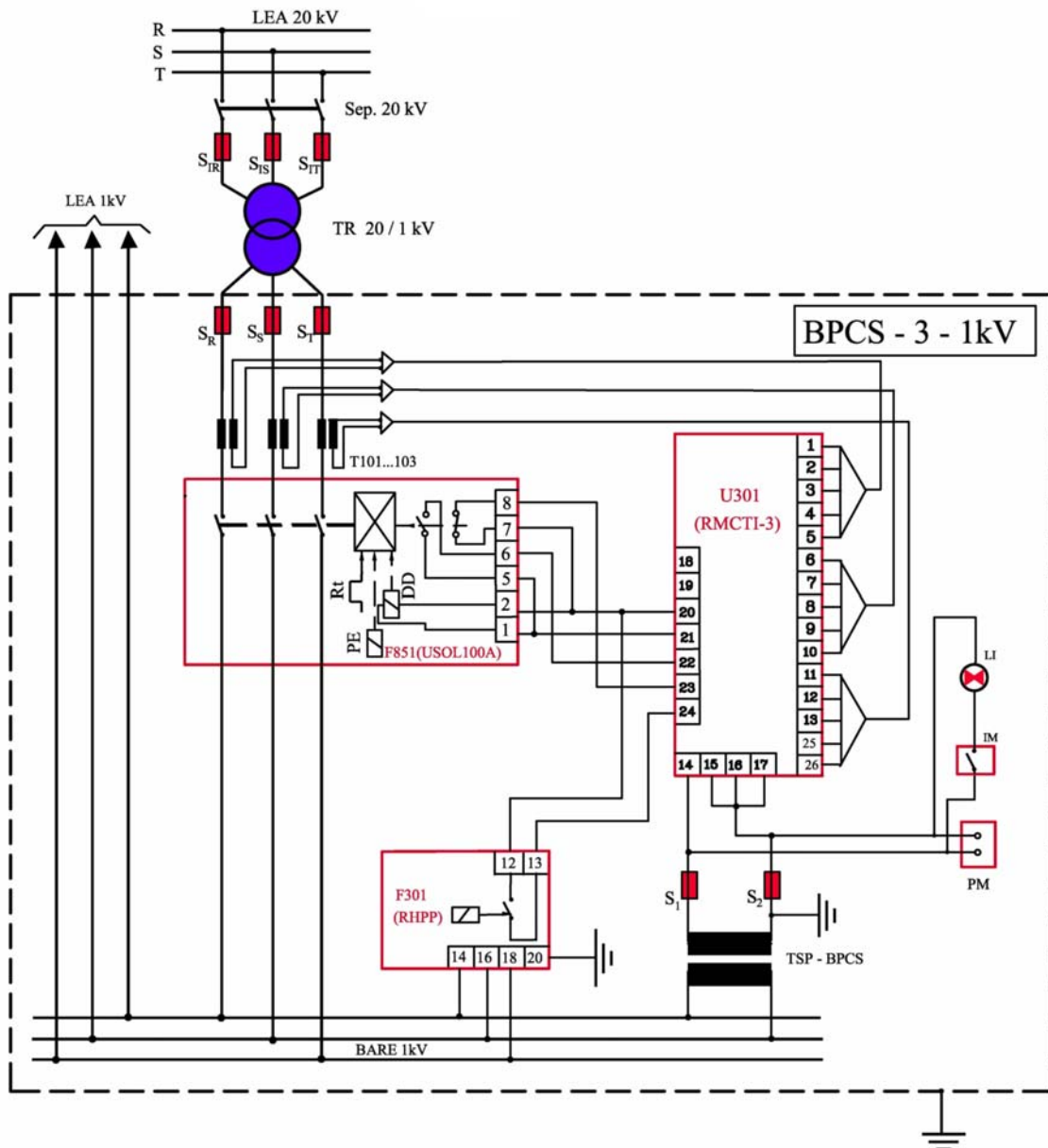


Fig. 6.10. Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3-1 kV aferent PTA 20/1 kV trifazate:

SEP 20 kV - Separator 20 kV;  $S_{IR}$ ,  $S_{IS}$ ,  $S_{IT}$  - Siguranțe de medie tensiune (20 kV);  $S_R$ ,  $S_S$ ,  $S_T$  - Siguranțe MPR (SIST - 201); T101, T102, T103 - Traductoare de curent tip Tc-1-PMCTI,  $U_{n\ iz} = 1$  kV; F 851 - Întreprător tripolar USOL 100 A, cu izolație întărită,  $U_{n\ iz} = 1$  kV; U 301 - Releu de curent cu trepte selective și caracteristica de timp invers - RMCTI-3; F 301 - Releu homopolar de protecție la puneri la pământ monofazate pe LEA 1 kV - RHPP; TSP-BPCS - Transformator de servicii proprii, aferent BPCS-3-1 kV;  $S_1$ ,  $S_2$  - Siguranțe fuzibile; PM - Priza monofazată antigrind; LI - Lampa iluminat local; IM - Întreprător monofazat antigrind.

#### **6.4.5.2 Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3 și a PTA 0,4/1 kV (fig. 6.11)**

Postul este echipat cu un bloc tip BPCS-3 de secționare LEA 1 kV în interiorul căreia se găsește releul primar RHPP-1.

Firida cuprinde aparatajul de comutație (USOL 100 A), separare vizibilă (siguranțe de tip MPR) și protecția maximală de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă tip PMCTI.

Funcțiunile blocului sunt următoarele :

- racordarea consumatorilor la sursă;
- conectare deconectare consumatori la sursă;
- separare vizibilă de sursă;
- protecția la suprasarcină și scurtcircuite nete;
- prestabilire consum de energie;
- asigură energia necesară pentru declanșarea USOL-100 A prin DD;
- asigură declanșarea USOL-100 A prin RHPP-1.

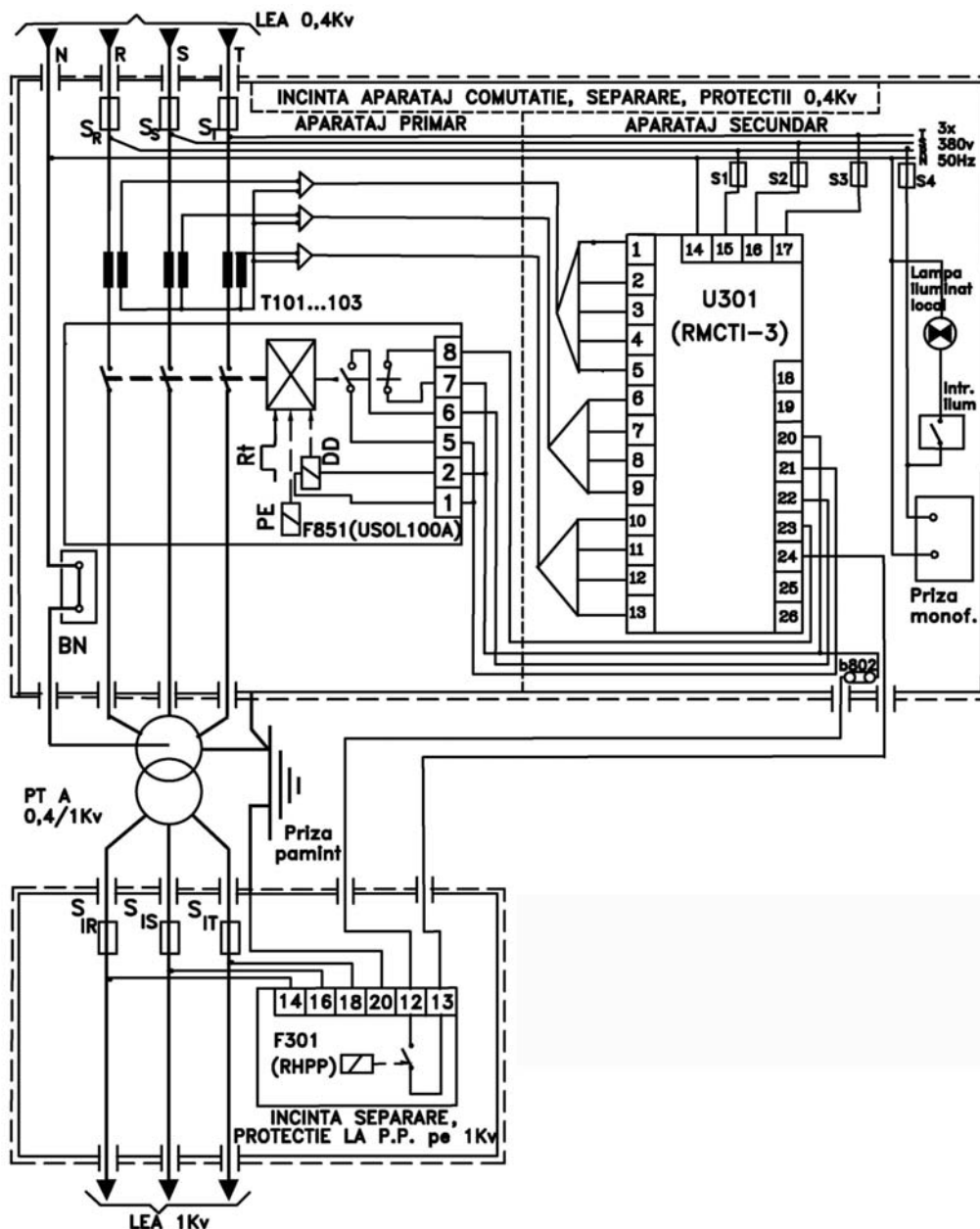


Fig. 6.11. Încadrarea releului RHPP în structura BPCS-3, aferent PTA 0,4/1 kV.

## 6.5. Bloc de protecție pentru posturile de transformare și comanda secționărilor liniilor electrice aeriene lungi de joasă tensiune - tip BPCS -

### 6.5.1. Generalități

Blocurile de protecție pentru comanda secționărilor – așa cum le spune de altfel și denumirea – echipează secționările liniilor electrice aeriene lungi de joasă tensiune de 0,23, 0,4, 1 kV, monofazate respectiv trifazate, asociate posturilor de transformare aferente acestora. De fapt, aceste

blocuri de protecție sunt niște ansambluri de echipamente destinate protecției elementelor de rețea ce intră în componența atât a soluțiilor clasice cât mai ales în a celor neconvenționale, pentru alimentarea consumatorilor mici și dispersați, descrise în prezenta lucrare.

Ele se constituie ca soluțiile integrate, originale, produse la SDFEE Deva, de către un colectiv de specialiști din care a făcut parte și autorul prezentei lucrări, destinate protecției rețelelor electrice de distribuție, pentru care protecțiile clasice nu acoperă cerințele de performanță impuse. Conținând numeroase soluții particulare originale, blocurile de protecție pentru comanda secționărilor, au fost concepute, construite și aplicate, în următoarele variante pentru exploatare:

- blocuri pentru comanda secționărilor LEA de 0,4 kV (trifazate) respectiv 0,23 kV (monofazate) construite cu conductoare izolate torsadate - tip BPCS-3 respectiv BPCS-1;
- blocuri pentru comanda secționărilor LEA de 1 kV trifazate respectiv monofazate construite cu conductoare izolate torsadate - tip BPCS-3-1 kV respectiv BPCS-1-1 kV;
- blocuri pentru protecția posturilor de transformare trifazate: PTA 20/0,4 kV, 20/1 kV, 0,4/1 kV, 1/0,4 kV, respectiv monofazate: PTA 20/0,23 kV, 20/1 kV, 1/0,23 kV - tip BPCS-3; BPCS-3-1 kV respectiv BPCS-1, BPCS-1-1 kV.

### 6.5.2. Variantele constructive ale BPCS

Blocurile de protecție pentru comanda secționărilor LEA de joasă tensiune lungi, se realizează în 2 variante :

- Varianta monofazată: **BPCS-1**;
- Varianta trifazată: **BPCS-3**;

Blocul de protecție BPCS-1 este destinat pentru comanda secționărilor liniilor electrice aeriene monofazate de joasă tensiune (0,23 - 1 kV) construite cu conductoare izolate torsadate, dar și pentru realizarea protecției posturilor de transformare monofazate PTA 20/1 kV, 20/0,23 kV și 1/0,23 kV.

Blocul de protecție BPCS-3 este destinat pentru comanda secționărilor liniilor electrice aeriene trifazate de joasă tensiune (0,4 – 1 kV), construite cu conductoare izolate torsadate, dar și pentru realizarea protecției aferentă PTA trifazate 0,4/1 kV, 20/1 kV și 1/0,4 kV.

Despre BPCS-3-1 kV, din structura PTA 20/1 kV respectiv BPCS-3-0,4 kV din structura PTA 0,4/1 kV, s-a vorbit deja pe scurt în paragraful anterior, referitor la integrarea releului RHPP în structura PTA.

### 6.5.3. Elemente componente ale ansamblului BPCS-3

Părțile componente ale BPCS-3 se pot împărți în două grupe:



- Echipament mecanic;
- Echipament electric;



a)



b)



c)

Fig. 6.12. Imaginea ansamblului BPCS-3:  
a) varianta 0,4 kV, b) varianta 1 kV, c) incinta de separare a RHPP-1 kV.



*Echipamentul mecanic* se compune din (fig. 6.12. – ca exemplu BPCS-3-0,4 kV) :

- Incintă (cutie) de protecție a echipamentului electric;
- Accesorii pentru acces dinspre exterior la circuitele din interiorul cutiei de protecție, respectiv dinspre interior spre exteriorul cutiei, prin care se realizează funcția de racordare la sursă;
- Accesorii pentru fixarea incintei de stâlp;

*Echipamentul electric* se compune din (fig. 6.13.):

Aparatajul primar:

- Siguranțe SR, SS, ST de tip MPR prin extracția cărora se realizează separarea vizibilă de sursă. Ele asigură în general și funcția de protecție la scurtcircuite nete;
- Traductoarele de curent T101; T102; T103 de tip Tc-PMCTI fac parte din protecția maximală de curent temporizată (PMCTI), realizată cu releu maximal de curent cu trepte selective și caracteristică dependentă de timp inversă (RMCTI-3) prin care se realizează funcțiunile de prestabilire consum zonal de energie și protecție la scurtcircuite prin rezistență de trecere;
- Întreruptorul F851 de tip USOL-100 A tripolar, prin a cărui acționare manuală se realizează funcția de conectare - deconectare a consumatorilor la/de la sursă; el este de asemenea deconectat automat la comanda protecțiilor termice și electromagnetice aferente, care realizează funcțiile de protecție la suprasarcină de durată respectiv scurtcircuite nete;

Aparatajul secundar:

- Siguranțele S1, S2, S3, S4 de tip LF prin extracția cărora se realizează separarea vizibilă a aparatajului secundar față de sursa acestuia; ele asigură totodată protecția la scurtcircuite nete în echipamentul electric secundar (din aval);
- Releul U301 de tip RMCTI-3 intră împreună cu traductoarele de curent în alcătuirea protecției maxime de curent temporizată (PMCTI) care realizează funcțiile de prestabilire consum zonal de energie și protecție la scurtcircuite prin rezistență de trecere. Protecția maximală de curent comandă deconectarea întrerupătorului F851 prin DD;
- Lampa și întrerupătorul aferent, din circuitul pentru iluminat local necesar în caz de intervenție pe timp de noapte;
- Priza monofazată;

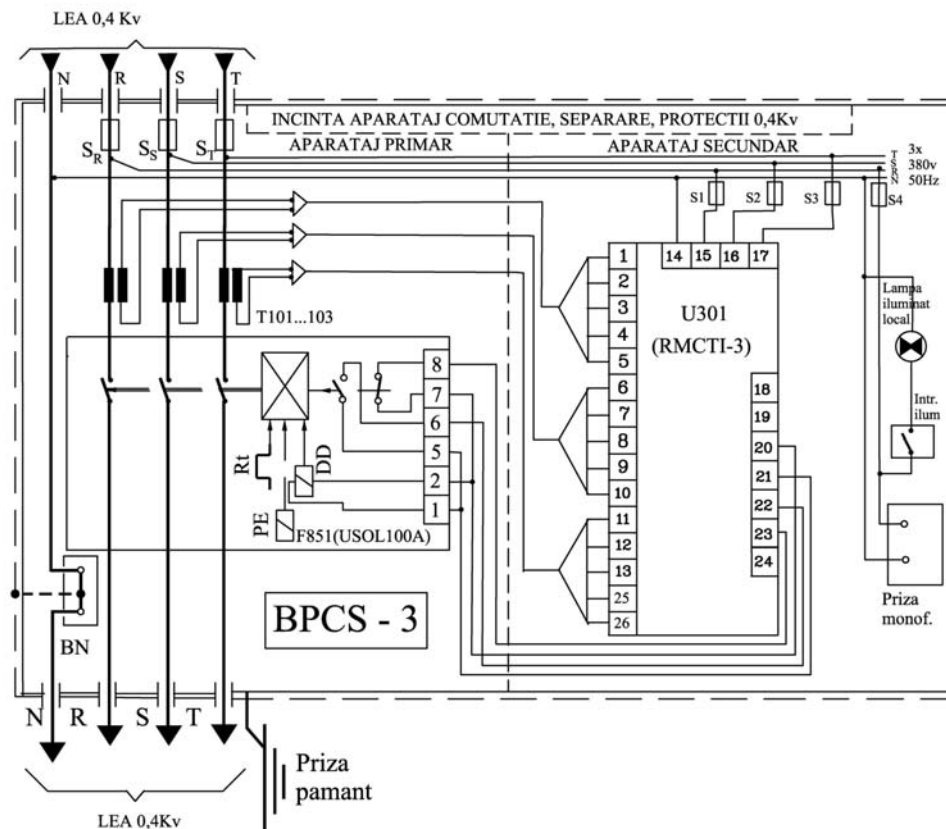


Fig. 6.13. Schema circuitelor electrice primare și secundare ale BPCS-3 aparținând PTA 20/0,4 kV sau 1/0,4 kV.

Blocurile de protecție BPCS-3 sunt destinate echipării cutiilor de secționare LEA de joasă tensiune și a posturilor aeriene de transformare aferente acestora, cu scopul executării următoarelor **funcții**:

- Racordarea la sursă (rețeaua din amonte);
- Conectarea-deconectarea consumatorilor (a rețelei din aval);
- Separarea vizibilă față de sursă;
- Multiple funcții de protecție (suprasarcină, scurtcircuite monofazate și polifazate);
- Prestabilirea consumului zonal de energie electrică (pentru consumatorii din aval).

Pentru blocul de protecție **BPCS-1** (varianta monofazată), structura este una similară, acesta fiind compus din:

- *Echipamentul electric primar*:
  - SF – siguranță fuzibilă de tip MRR sau S1SR
  - T101 – traductor de curent
  - F851 – întrerupător USOL 100 A

- BN – bază nului de lucru

➤ *Echipamentul electric secundar:*

- S1; S2 – siguranțe fuzibile de tip LF;
- U 301 – relee maximale de curent cu trepte selective și caracteristică dependentă de timp inversă tip RMCTI-1;
- Lampă pentru iluminat local;
- Întreruptor monopolar pe circuitul de alimentare a lămpii;
- Priză monofazată;

Echipamentul electric este protejat de o cutie metalică prevăzută cu ușă și compartimentată în două zone. În compartimentul din stânga este situat aparatul primar, iar în cel din dreapta aparatul secundar.

*Protecțiile aferente blocului sunt :*

- Protecția la suprasarcină de durată: este realizată de releele termice aferente întreruptorului F 851;
- Protecția la scurtcircuite violente: este realizată de protecția electromagnetică aferentă întreruptorului și siguranțelor fuzibile SF, S1, S2;
- Protecția la scurtcircuite prin rezistență de trecere și prestabilire consum zonal de energie electrică este asigurată de protecția maximală de curent, realizată cu releul U301 și traductorul de curent T101;

Separarea vizibilă se face prin scoaterea siguranțelor SF, S1, S2.

Echipamentul mecanic este compus din: incintă, accesorii pentru acces la circuite, accesorii pentru fixarea incintei;

#### **6.5.4. Caracteristici tehnico-funcționale ale variantelor constructive**

##### **6.5.4.1. Caracteristici tehnico-funcționale ale BPCS-1**

➤ *Caracteristici mecanice:*

- Incinta grad de protecție IP-54;
- Accesorii pentru acces circuite;
- Accesorii pentru fixarea incintei;

➤ *Caracteristici electrice generale:*

- Curent nominal circuite primare:  $I_{np} = 120 \text{ A c.a.}; 60 \text{ A}; 40 \text{ A};$
- Tensiunea de utilizare:  $U_{iz} = 500 \text{ V c.a.};$
- Frecvența nominală:  $f_n = 50 \text{ Hz};$
- Capacitatea de rupere întrerupător: 8 kA;
- Curent nominal circuite primare:

$I_{np} = 40 \text{ A}$  pentru blocurile echipate cu Tc-PMCTI-40 A;

$I_{np} = 60 \text{ A}$  pentru blocurile echipate cu Tc-PMCTI-60 A;

$I_{np} = 120$  A pentru blocurile echipate cu Tc-PMCTI-120 A;

- Tensiunea nominală a izolației aparatajului și circuitelor electrice:
    - 500 V c.a. – pentru circuitele și aparatajul primar față de construcția metalică și aparatajul secundar respectiv între căile de curent;
    - 500 V c.a. – pentru circuitele și aparatajul secundar față de masă (construcția metalică) respectiv între căile de curent;
  - Curent de stabilitate termică și dinamică cu toate protecțiile în funcție
    - $I_{LTD} = 7000$  A; 50 Hz; sinusoidal, pentru un timp de expunere de 40 ms.
- *Caracteristici de protecție:* protecție maximală de curent temporizată (PMCTI) cu trepte selective și caracteristică de timp invers dependentă de curentul de defect.

#### **6.5.4.2. Caracteristici electrice ale variantei de bază BPCS-1, 120 A**

- Tensiunea de alimentare U 301: 220 V c.a. +10 %; -15 %; 50 Hz;
- Curentul nominal primar T 101: 120 A c.a.; 50 Hz;
- Curent primar maxim de durată T 101 cu secundarul în gol 120 A c.a.;
- Curent primar limita termic T 101 :  $I_{LT} = 1$  kA, timp de 50 ms, 50 Hz;
- Curentul primar limita dinamic :  $I_{LD} = 5$  kA; 50 Hz, timp de 20 milisecunde;
- Modul de reglaj al curentului primar de acționare: în trepte;
- Trepte de reglaj al curentului primar de acționare:  $I_r = 25, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120$  A;
- Numărul caracteristicilor dependente de timp inverse, pentru fiecare valoare reglată a curentului primar de acționare: 17 caracteristici;
- Trepte de putere aparentă de declanșare (corespunzătoare tensiunii  $U_n = 220$  V): 5,5; 6,6; 8,8; 11; 13,2; 15,4; 17,6; 19,8; 22; 24,2; 26,4 kVA;
- Caracteristici protecției aferente întrerupătorului USOL-100 A, sau similar:
  - Curentul de reglaj al declanșatoarelor termice conform cerere beneficiar. Se recomandă ca valoare prima treaptă normalizată peste curentul primar reglat de acționare;
  - Curentul de acționare al protecției electromagnetice de 10 ori mai mare decât curentul de reglaj al declanșatoarelor termice – reglaj de fabrică;
  - Timp declanșare prin protecția electromagnetică : 15 ms;
- Curentul nominal al fuzibilului siguranțelor SF se alege egal cu curentul de reglaj al declanșatoarelor termice.

#### **6.5.4.3. Caracteristici tehnico-funcționale ale BPCS-3**

- *Caracteristici mecanice:*
- Incinta - grad de protecție IP – 54;

- Accesorii pentru acces circuite;
- Accesorii pentru fixarea incintei;
- *Caracteristici electrice generale BPCS-3:*
  - Curentul nominal circuite primare:  $I_{np} = 120 \text{ A c.a.}; 60 \text{ A}; 40 \text{ A};$
  - Tensiunea de utilizare:  $U_{iz} = 500 \text{ V c.a.};$
  - Frecvența nominală:  $f_n = 50 \text{ Hz};$
  - Capacitatea de rupere întrerupător:  $8 \text{ kA};$
  - Curent nominal circuite primare
    - $I_{np} = 40 \text{ A}$  pentru blocurile echipate cu Tc-PMCTI-40 A;
    - $I_{np} = 60 \text{ A}$  pentru blocurile echipate cu Tc-PMCTI-60 A;
    - $I_{np} = 120 \text{ A}$  pentru blocurile echipate cu Tc-PMCTI-120 A;
  - Tensiunea nominală a izolației aparatajului și circuitelor electrice:
    - $500 \text{ Vca}$  – pentru circuitele și aparatajul primar față de construcția metalică și aparataj secundar, și între căile de curent;
    - $500 \text{ Vca}$  – pentru circuitele și aparataj secundar față de masă (construcția metalică), și între căile de curent;
  - Curent de stabilitate termică și dinamică cu toate protecțiile în funcție:
    - $I_{LTD} = 7000 \text{ A}; 50 \text{ Hz};$  sinusoidal pentru un timp de expunere de  $40 \text{ ms};$
- *Caracteristici de protecție:* protecție maximală de curent temporizată (PMCTI), cu trepte selective și caracteristică de timp invers dependentă.

#### **6.5.4.4. Caracteristici electrice ale variantei de bază BPCS-3, 120 A**

- Tensiunea de alimentare U 301:  $3 \times 220/380 \text{ V c.a.} + 10 \%; -15\%;$
- Curentul nominal primar T 101, T102, T103:  $120 \text{ V c.a.}, 50 \text{ Hz};$
- Curentul primar limită termic T101, T102, T103:  $I_{LT} = 1 \text{ kA}, 50 \text{ Hz},$  timp de  $50 \text{ ms};$
- Curentul primar limită dinamic :  $I_{LD} = 5 \text{ kA}, 50 \text{ Hz},$  timp de  $20 \text{ ms};$
- Reglajul curentului primar de acționare pe cele trei faze: independent;
- Modul de reglaj curent primar de acționare: în trepte;
- Trepte de reglaj curent primar de acționare pe fiecare fază:  $25, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120 \text{ A};$
- Caracteristica de acționare dependentă de timp inversă: comună pentru cele trei faze;
- Numărul caracteristicilor de acționare: 17 caracteristici;

- Trepte de putere aparentă de declanșare (corespunzătoare tensiunii  $U_n = 3 \times 220/380$  V): 5,5; 6,6; 8,8; 11; 18,2; 15,4; 17,6; 19,8; 22; 24,2; 26,4 kVA pentru fiecare fază;
- Caracteristici protecții aferente întreruptor USOL-100 A sau similar:
  - Curentul de reglaj al declanșatoarelor termice conform cererii beneficiarului. Se recomandă ca valoare, prima treaptă nominalizată peste valoarea cea mai mare reglată pe cele trei faze;
  - Curentul de acționare al protecției electromagnetice de 10 ori mai mare decât curentul de reglaj al declanșatoarelor termice – reglaj de fabrică;
  - Timpul de declanșare prin protecția electromagnetică este de 15 ms;
- Curentul nominal al fuzibilului siguranțelor SR, SS, ST, se alege egal cu curentul de reglaj al declanșatoarelor termice;
- Curentul nominal al siguranțelor SR, SS, ST: se recomandă alegerea curentului nominal al fuzibilului siguranțelor, egal cu curentul de reglaj al declanșatoarelor termice, cu observația că trebuie asigurată selectivitate între protecțiile existente în întreaga instalație.

În ceea ce privește **caracteristicile protecției maxime de curent temporizată** (PMCTI) cu trepte selective și caracteristică dependentă de timp invers (compusă din U 301 + T 101 + T 102 + T 103), se vor vedea precizările subcapitolului aferent releului RCTMI.

Instrucțiunile de montare și verificare aferente blocului de protecție pentru comanda secționărilor, se pot vedea în anexa 21.

## 6.6. Protecția rețelilor de distribuție de 1 kV

### 6.6.1. Generalități

În ultimii ani, prin diverse programe având variate surse de finanțare, s-a încercat rezolvarea problemei alimentării cu energie electrică a așezărilor mici sau a consumatorilor greu accesibili datorită condițiilor naturale (în general relief muntos). Din păcate nu au fost elaborate la nivel național soluții generalizate de alimentare cu energie electrică, pe tipuri de consumatori.

Una dintre soluțiile adoptate de sucursalele de distribuție ale Companiei Electrice, printre care și SDFEE Deva, pentru electrificarea zonelor izolate, constă în adoptarea unei valori suplimentare de tensiune normalizată în cadrul treptei de joasă tensiune, cea de 1 kV, aplicabilă la rețele conținând

linii aeriene construite cu conductoare electrice izolate torsadate, în variantă trifazată și monofazată.

Noua tensiune nominală, situată în domeniul tensiunilor joase dar la limita superioară a acestora, oferă pe de o parte posibilitatea folosirii aparatajului de joasă tensiune și a conductoarelor torsadate, garantate la tensiunea nominală de 1 kV și pe de altă parte permite creșterea performanțelor rețelelor electrice, în principal prin creșterea capacității de transfer respectiv a distanțelor acoperite.

### **6.6.2. Particularitățile sistemelor de distribuție a energie electrice care utilizează tensiunea de 1 kV**

Așa cum s-a arătat anterior, există două variante de alimentare a consumatorilor mici și dispersați prin racordarea unor extinderi, construite la tensiunea nominală de 1 kV, la o rețea de distribuție existentă în vecinătate: alimentare din rețeaua de 20 kV, respectiv alimentare din rețeaua de 0,4 kV.

a) Varianta cu alimentare din 20 kV, folosește transformările PTA 20/1 kV (sursă) mono sau trifazat → LEA 1 kV (linie de transport) mono sau trifazată → PTA 1/0,4 /0,23 kV mono sau trifazată → rețea 0,4 /0,23 kV mono sau trifazată (racord consumatori).

Este o soluție avantajoasă, ce implică doar două transformări coborâtoare de tensiune, având ca sursă linia de MT cea mai apropiată. În funcție de distanță, de repartiția și numărul consumatorilor, se poate opta pentru una din următoarele variante de soluții :

- soluția de folosire a transformatoarelor monofazate 20/1 kV ca sursă respectiv a transformatoarelor 1/0,23 kV pentru alimentare consumator(i);
- soluția de folosire a transformatoarelor trifazate 20/1 kV ca sursă respectiv a transformatoarelor 1/0,4/0,23 pentru alimentare consumator(i);

Schema monofilară pentru varianta cu alimentare din 20 kV (monofazat) este ilustrată în figura 6.14.

Transformatoarele, au în general puteri între 25 și 100 kVA și sunt oferite de diverși producători, inclusiv de Fabrica de transformatoare și condensatoare Filași.

b) Varianta cu alimentare din 0,4 kV, folosește lanțul de transformări LEA 0,4 kV (sursă) → PTA 0,4/1 kV → LEA 1 kV (linie de transport) → PTA 1/0,4



kV (trifazat) sau PTA 1/0,23 kV (monofazat) → rețea 0,4/0,23 kV (racord consumatori).

Este o soluție ce se aplică în general când rețeaua de MT este mai îndepărtată, dar este accesibilă o rețea de 0,4/0,23 kV, având o rezervă suficientă de putere pentru a prelua și consumatorii ce vor fi alimentați prin rețeaua de 1 kV.

În funcție de distanță, de repartiția și numărul consumatorilor, se poate opta la fel ca la varianta anterioară, pentru o soluție cu transformatoare monofazate sau trifazate.

Schema monofilară a variantei cu alimentare din 0,4 kV (trifazat) este ilustrată în figura 6.15.

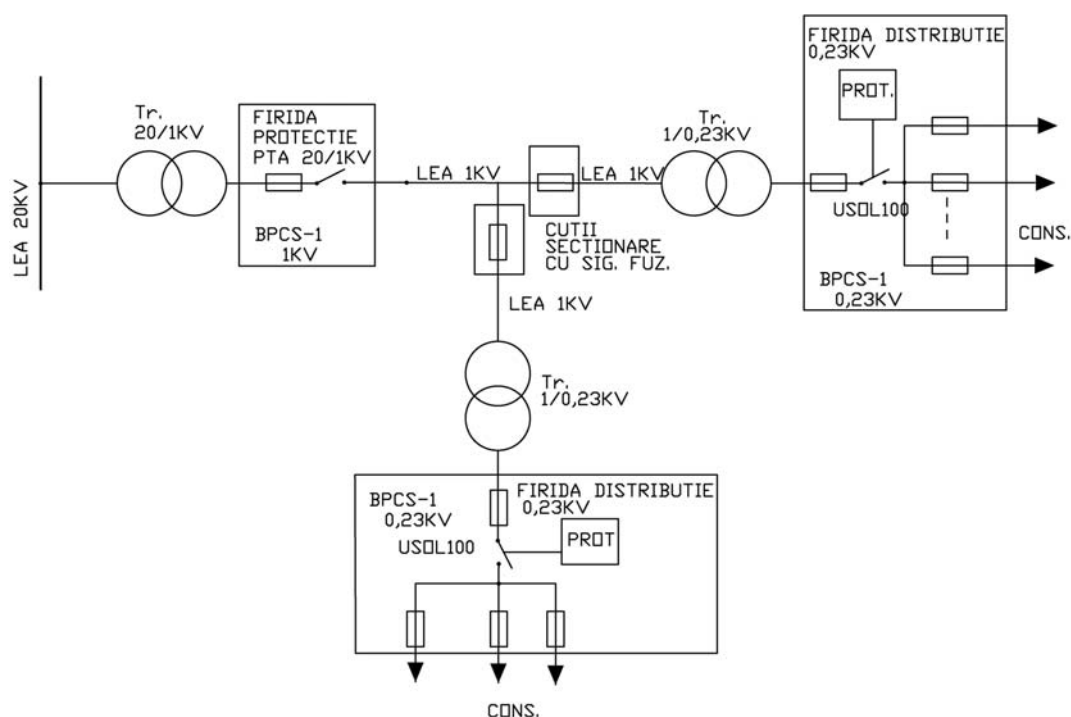


Fig. 6.14. Schema electrică monofilară a rețelei de 1 kV care are ca „sursă” rețeaua de 20 kV.

Transformatorul de alimentare a rețelei de 1 kV, va fi un transformator ridicător 0,4/1 kV iar cel (sau cele) de alimentare a consumatorilor vor fi coborâtoare 1/0,4(0,23) kV. În cazul consumatorilor dispersați se poate opta pentru o soluție cu două sau mai multe transformatoare de distribuție racordate la linia de 1 kV, mai ales în cazul folosirii alimentării monofazate.

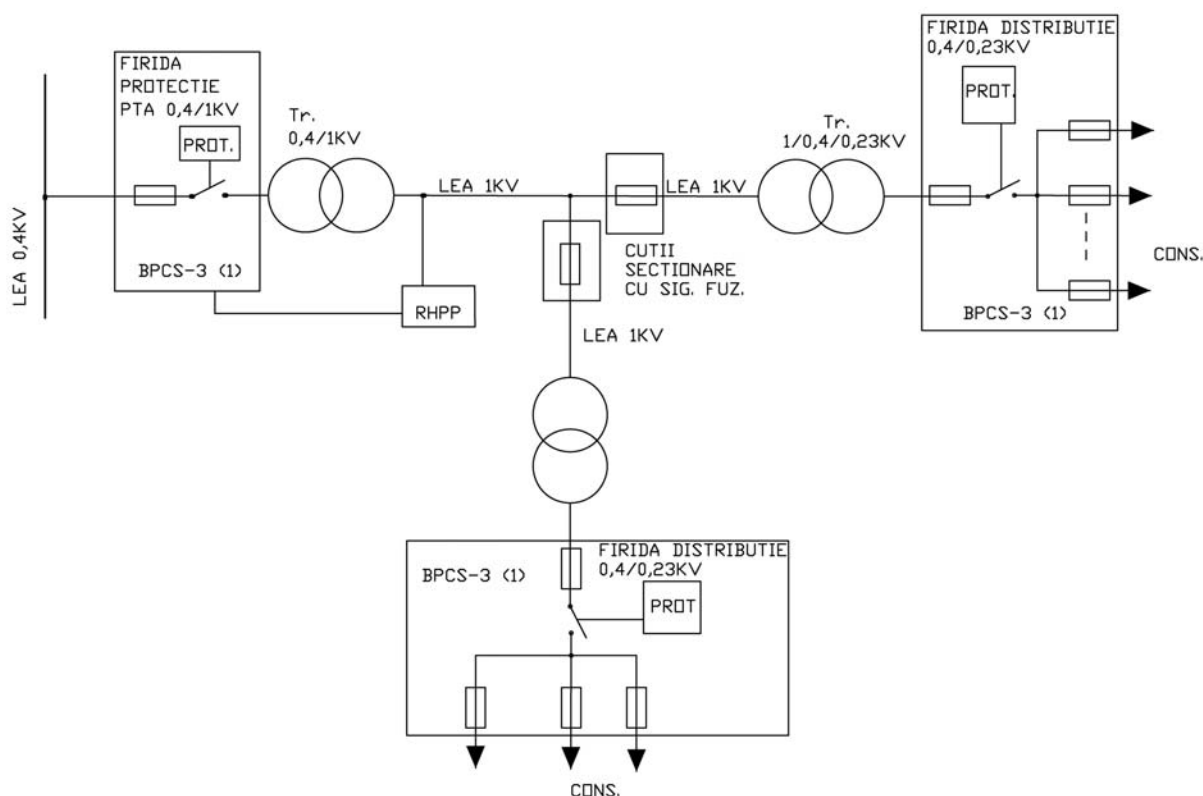


Fig. 6.15. Schema electrică monofilară a rețelei de 1 kV care are ca „sursă” rețeaua de 0,4 kV.

Alte particularități constructive și funcționale ale rețelelor de 1 kV sunt după cum urmează:

- Liniile electrice aeriene, trifazate respectiv monofazate, sunt construite cu conductoare izolate torsadate, cu 4 conductoare (trei faze și conductorul suport care se leagă la prizele de pământ ale posturilor de transformare și ale stâlpilor pe care sunt montate cutiile de secționare) și respectiv 2 conductoare (unul legat la pământ în posturi și la prizele stâlpilor).
- Liniile aeriene de 1 kV au lungimi între 2-10 km, deci se pot considera linii lungi.
- Curenții capacitivi (prin capacitățile fază-pământ) au valori importante (40-50 mA/km).
- Alimentează consumatori care au în dotare inclusiv roboți de gospodărie acționați de motoare electrice cu puteri active nominale cuprinse între 3 - 7,5 kW.
- Puterea activă totală cerută de consumatori este în domeniul 10-60 kW.

### **6.6.3. Defecte produse în sistemele de alimentare cu energie electrică cu tensiunea nominală de 1 kV. Mărimi de defect.**

#### **a) Scurtcircuite polifazate în rețeaua de 1 kV**

Scurtcircuitele ce se produc în rețeaua de 1 kV, de cele mai multe ori se caracterizează prin rezistență de defect mare, putându-se localiza la orice distanță de transformatorul de alimentare a rețelei de 20/1 kV sau 0,4/1 kV, aceasta fiind o caracteristică generală a liniilor electrice construite cu conductoare izolate torsadate. Defectele de acest tip sunt defecte evolutive, constând într-o deteriorare relativ lentă dar din ce în ce mai pronunțată a izolației, sub acțiunea arcului electric la locul de defect. Impedanța de defect fiind relativ mare, curentul de defect este limitat semnificativ și timp îndelungat, el nu va duce la arderea siguranțelor. Protecția prin siguranțe fuzibile nu este sensibilă la astfel de curenți.

Dacă scurtcircuiturile sunt nete dar se produc spre periferia rețelei de 1 kV, datorită impedanței totale relativ mari cuprinse între sursă și locul de defect, se pot solda cu curenți de defect relativ mici, ce nu duc la arderea siguranțelor sau produc arderea acestora într-un timp relativ lung, periclitând buna funcționare a instalațiilor și crescând substanțial riscul producerii de accidente prin electrocutare, incendii, supraîncălziri etc.

Unul dintre efectele grave ale acestui tip de defecte constă în producerea unui regim de pseudo-suprasarcină pentru transformatorul de alimentare, cu efectele știute: supraîncălzirea căilor de curent, a izolației și deci scurtarea duratei de viață a transformatorului, respectiv producerea unor pierderi suplimentare de putere activă, reflectate în CPT. Aceste regimuri trebuie evitate și deci este imperativă instalarea unor protecții adecvate.

#### **b) Puneri la pământ în rețeaua de 1 kV**

Punerile monofazate la pământ se soldează cu curenți de punere la pământ, a căror valoare depinde de lungimea totală a liniilor de 1 kV. Valoarea efectivă a acestui curent este cuprinsă între 40-50 mA/km (funcție și de secțiunea conductorului) și reprezintă curenții capacitivi naturali ai fazelor sănătoase, ce se închid la locul de punere la pământ, rețeaua având după cum s-a justificat la începutul acestui capitol, neutrul izolat față de pământ. Și în aceste regimuri se produc pierderi suplimentare, dar mult mai gravă este suprasolicitarea izolației fazelor „sănătoase” și deci creșterea riscului apariției unei a doua puneri la pământ, ce determină scoaterea liniei din funcțiune și întreruperea alimentării consumatorilor. Pentru evitarea efectelor punerilor simple la pământ se impun de asemenea protecții corespunzătoare [78].

c) Scurtcircuite monofazate și polifazate în rețeaua de 0,23/0,4 kV (rețeaua de distribuție directă a energiei la consumator)

În afara defectelor nete care se soldează cu curenți mari și sunt eliminate rapid de protecții simple (prin siguranțe) dacă liniile sunt scurte, specific distribuției prin linii cu conductoare izolate torsadate, sunt defectele prin rezistență de trecere mare, ce produc supraîncălziri de durată și pierderi suplimentare mari dacă nu sunt detectate. În cazul liniilor lungi situația este valabilă și pentru defecte nete produse spre periferia rețelei de 0,23/0,4 kV. Curenții de defect iau și în acest caz valori care nu produc arderea siguranțelor. Ca și în cazul scurtcircuitelor în rețeaua de 1 kV descrise mai sus, defectele de acest gen cauzează regimul de pseudo-suprasarcină pentru transformatorul 1/0,4 kV, cu efect de supraîncălzire, reducerea duratei de viață și înregistrarea unor pierderi suplimentare mari reflectate în CPT. Crește în același timp riscul produceri de electrocutări, incendii etc. Se impune deci ca și în PTA 1/0,4(0,23) kV să existe protecții sensibile care să poată sesiza și elimina acest gen de defecte.

**6.6.4. Protecția rețelelor de distribuție cu tensiunea nominală de 1 kV. Caracteristici generale.**

Din cele prezentate mai sus rezultă necesitatea echipării posturilor de transformare cu următoarele protecții [64]:

a) PTA 20/1 kV:

- Protecție maximală de curent cu timp dependent invers;
- Protecție împotriva punerilor la pământ în rețele de 1 kV;

b) PTA 0,4/1 kV:

- protecție maximală de curent cu timp dependent invers;
- protecție la puneri la pământ în rețeaua de 1 kV;

c) PTA 1/0,4 kV:

- protecție maximală de curent cu timp dependent invers.

**Condițiile impuse acestor protecții** sunt deci următoarele:

- Protecția la puneri la pământ în rețeaua de 1 kV trebuie să aibă o sensibilitate de minim 20 k $\Omega$  impedanță de punere la pământ.
- Protecția maximală de curent cu timp dependent invers trebuie să prezinte următoarele caracteristici :
  - reglajul valorii curentului primar de acționare pe cele trei faze: independentă (încărcarea reală este nesimetrică pe faze);
  - plaja de reglaj a curentului primar de acționare 20 - 100 A;

- caracteristica de acționare: cu timp dependent invers pentru a permite depășirea regimului de pornire a motoarelor sau a regimului tranzitoriu specific conectării transformatoarelor de putere în gol, evitând declanșarea întrerupătorului;
- mai multe caracteristici de timp de declanșare - pentru a putea realiza un reglaj cât mai aproape de puterea electrică prestabilită, cu asigurarea selectivității protecțiilor până la consumator;
- Funcționarea protecțiilor să nu necesite surse auxiliare de energie (baterii de acumulate).

Releele RHPP-1 respectiv RMCTI – 3(1), prezentate mai sus, au fost concepute tocmai pentru a răspunde acestor cerințe tehnice

#### **6.6.5. Soluția folosită pentru realizarea protecției sistemului de distribuție care utilizează tensiunea de 1 kV, racordat la rețeaua de 20 kV**

Așa cum se poate vedea din figura 6.14, protecția sistemului de distribuție este compusă din:

- BPCS-1(3)-1 kV (fig. 6.10) instalat în firida PTA 20/1 kV monofazat (trifazat) ce asigură protecția împotriva scurtcircuitelor nete, a scurtcircuitelor îndepărtate și a scurtcircuitelor respectiv punerilor la pământ monofazate cu impedanță mare de defect în rețeaua de 1 kV;
- BPCS-1(3)-0,23(0,4) kV (fig. 6.13) instalat în firida PTA 1/0,23(0,4) kV monofazat (trifazat), ce asigură protecția împotriva scurtcircuitelor nete, a scurtcircuitelor îndepărtate și a scurtcircuitelor cu impedanță mare de defect în rețeaua de 0,23(0,4) kV;
- Siguranțe fuzibile instalate în firidele de secționare de pe traseul LEA lungi de 1 kV (pe stâlpii de derivație) cu rol de limitare a efectelor scurtcircuitelor nete; ele pot fi folosite și pentru separare vizibilă în cazul lucrărilor de exploatare.

#### **6.6.6. Soluția folosită pentru realizarea protecției sistemului de distribuție care utilizează tensiunea de 1 kV, racordat la rețeaua de 0,4 kV**

Elementele pentru protecția sistemului de distribuție sunt prezentate și în figura 6.15. Ele sunt următoarele:

- BPCS-3(1)-0,4 (0,23) kV (fig. 6.11) instalat în firida PTA 0,4(0,23)/1 kV trifazat (monofazat) ce asigură protecția împotriva scurtcircuitelor nete, a scurtcircuitelor îndepărtate și a scurtcircuitelor respectiv punerilor la pământ monofazate cu impedanță mare de defect în rețeaua de 1 kV monofazată (trifazată), incluzând transformatorul sursă;

- BPCS-3(1)-0,4(0,23) kV (fig. 6.13) instalat în firida PTA 1/0,4(0,23) kV trifazat (monofazat), ce asigură protecția împotriva scurtcircuitelor nete, a scurtcircuitelor îndepărtate și a scurtcircuitelor cu impedanță mare de defect în rețeaua de 0,23(0,4) kV;
- Siguranțe fuzibile instalate în firidele de secționare de pe traseul LEA lungi de 1 kV (pe stâlpii de derivație) cu rol de limitare a efectelor scurtcircuitelor nete; ele pot fi folosite și pentru separare vizibilă în cazul lucrărilor de exploatare.

Caracteristicile tehnice și posibilitățile de reglaj al elementelor componente ale protecțiilor acestor sisteme au fost descrise în subcapitolele anterioare.

## **6.7. Aplicații la ENEL Distribuție Banat, UTR Deva**

La finalul acestui capitol, se prezintă succint câteva dintre aplicațiile soluțiilor neconvenționale descrise în lucrare, în instalațiile de pe teritoriul UTR Deva (fosta SDFEE Deva). Ele ilustrează modul în care echipa formată din specialiști de la compania amintită, împreună cu cei de la AISEE Deva, deveniți, în virtutea evenimentelor rezultate din privatizări, reorganizări, componenții unor entități separate, a reușit să-și finalizeze eforturile depuse de-a lungul mai multor ani de muncă. Autorul lucrării de față a fost component al acestei echipe și deci coautor al ideilor și soluțiilor originale prezentate aici. Mai mult decât atât, în calitate de director al SDFEE Deva în perioada respectivă, a condus și susținut direct efectuarea studiilor, a cercetărilor, a lucrărilor de proiectare și execuție destinate punerii în practică a noilor soluții. A rezultat un ansamblu de soluții integrate, ce vizează atât componenta de circuite primare cât și pe cea de circuite secundare (protecție și comandă), a cărei eficiență a fost demonstrată din plin prin funcționarea corectă a tuturor instalațiilor puse în funcțiune în ultimii ani.

Autorul dorește de asemenea să precizeze aici faptul că mai multe dintre soluțiile tehnice prezentate în această lucrare, cu preponderență în cadrul capitolului al șaselea, sunt originale, după aprecierea autorilor având prioritate pe plan mondial, motiv pentru care au fost inițiate și sunt în plină desfășurare procedurile vizând recunoașterea acestei priorități prin brevetare. Din acest motiv unele detalii privind dimensionarea, construcția, funcționarea, reglajele necesare nu au fost relevate în întregime în cadrul lucrării, sub rezerva secretului impus a se păstra până la obținerea recunoașterii oficiale, ca invenții.

### **6.7.1. Aplicații ale transformatoarelor monofazate de mică putere**

În figurile 6.16, 6.17, 6.18 sunt prezentate posturile de transformare monofazate de 20/0,23 kV, construite în zonele localităților Romos, Rîșculița respectiv Arănești din județul Hunedoara, conținând transformatoare cu puterea aparentă nominală de 15 kVA, de fabricație Schneider Electric respectiv ABB.

### **6.7.2. Aplicații ale sistemelor de distribuție cu tensiunea nominală de 1 kV**

În cadrul SDFEE – Deva, au fost puse în funcțiune mai multe sisteme de distribuție cu tensiunea nominală de 1 kV, destinate alimentării consumatorilor mici și izolați (dispersați) situați în zona Munților Apuseni, de pe teritoriul județului Hunedoara:

- Căbești – Frucșoara - Bărăștii Iliei - lungime 4 km;
- Căbești - Gialacuta - lungime 2 km;
- Bulzeștii de Sus - Releu Muntele Găina - lungime 6,5 km;
- Bulzeștii de Jos - Grohot - lungime 2,5 km.

În figura 6.19 sunt prezentate imagini cu elementele componente ale instalațiilor ce funcționează în zona Căbești - Gialacuta.



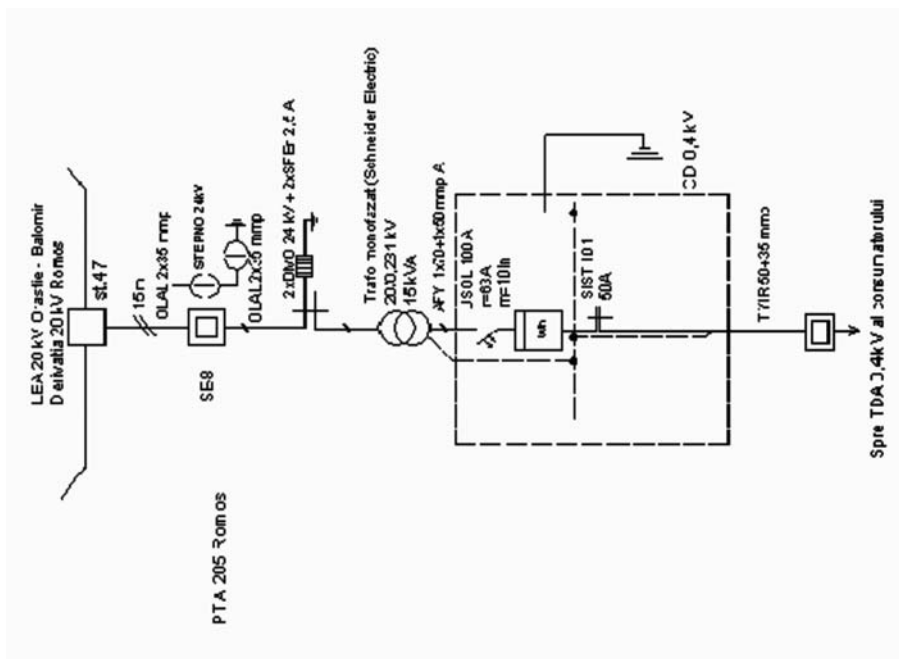


Fig. 6.16. PTA monofazat 20/0,23 kV, 15 kVA, Romos:

- a) vedere de ansamblu PTA și racord bifazat la LEA 20 kV;
- b) detaliu transformator monofazat;
- c) schema electrică monofilară a PTA.



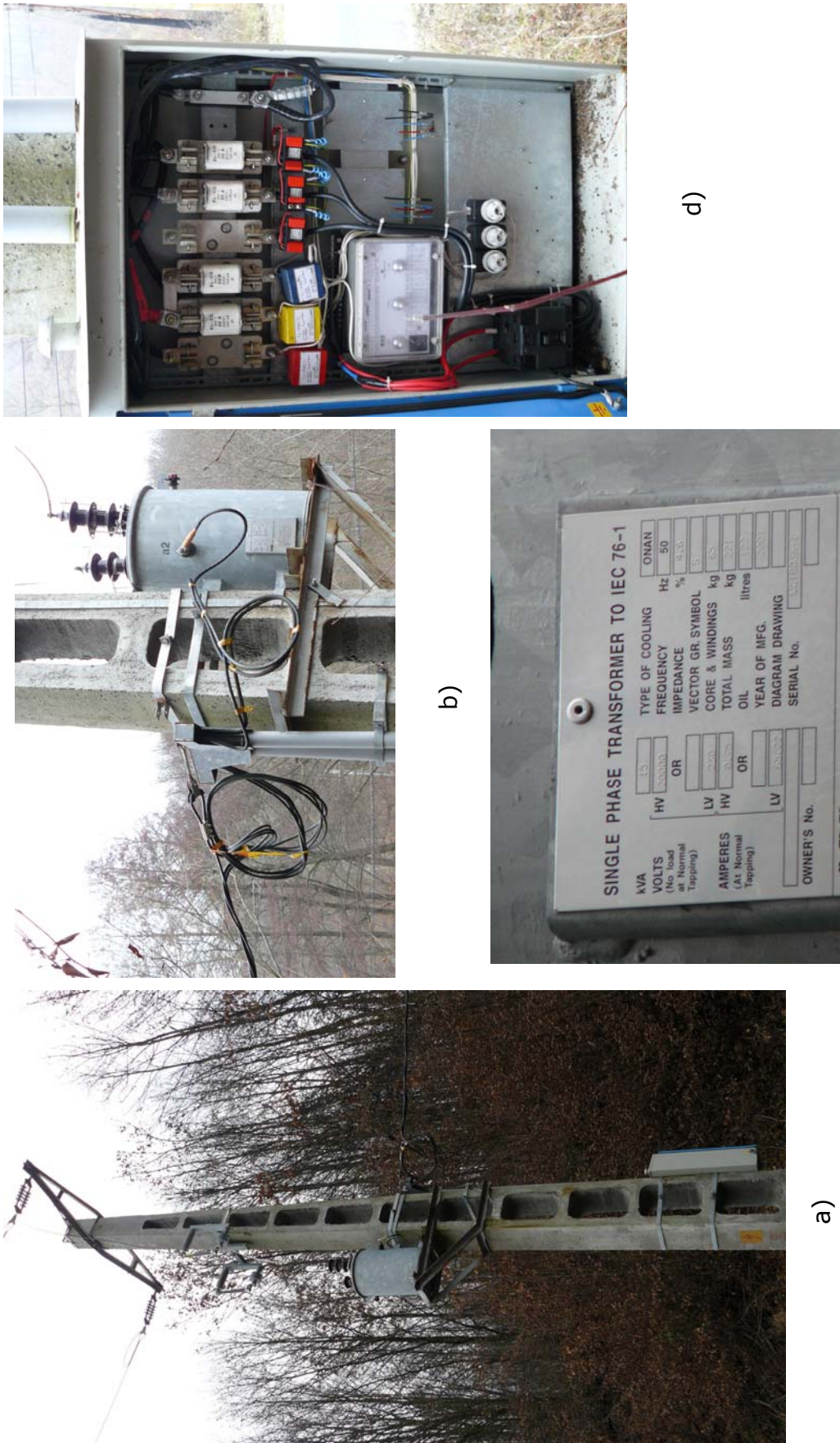


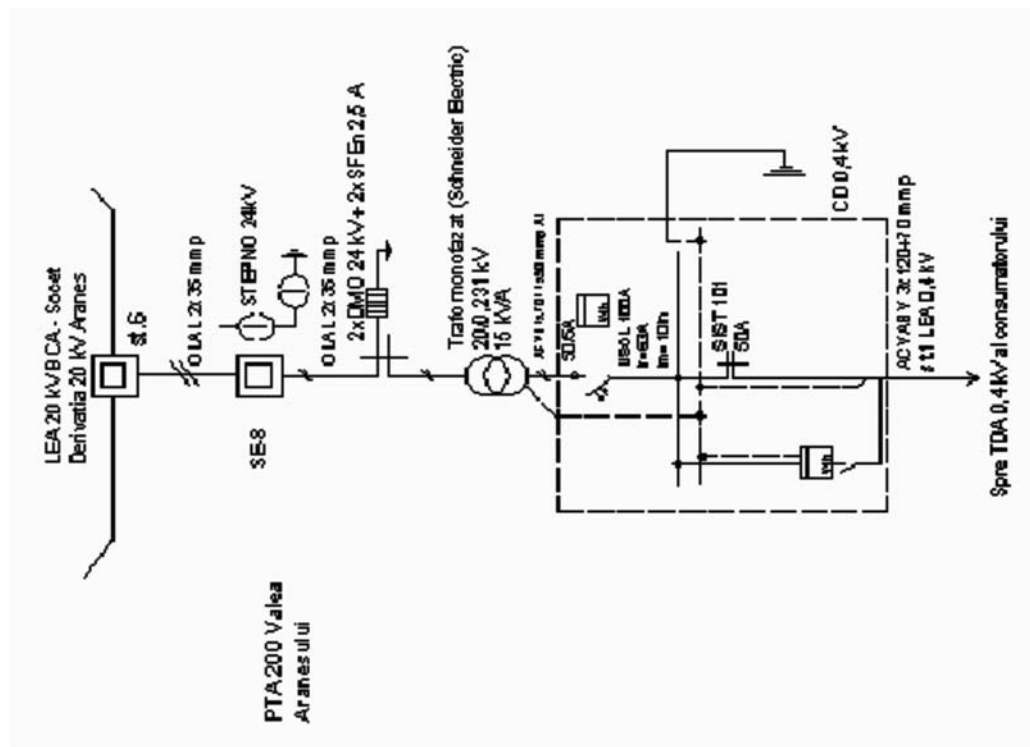
Fig. 6.17. PTA monofazat 20/0,23 kV, 15 kVA, zona Rîșculița - Rîșca:

- a) vedere de ansamblu; b) detaliu transformator monofazat; c) plăcuța cu mărimile caracteristice ale transformatorului;
- d) BPCS-1- 0,23kV (conținând releul RMCTI - 3 (legat monofazat), traductoarele Tc - PMCTI, siguranțe fuzibile,





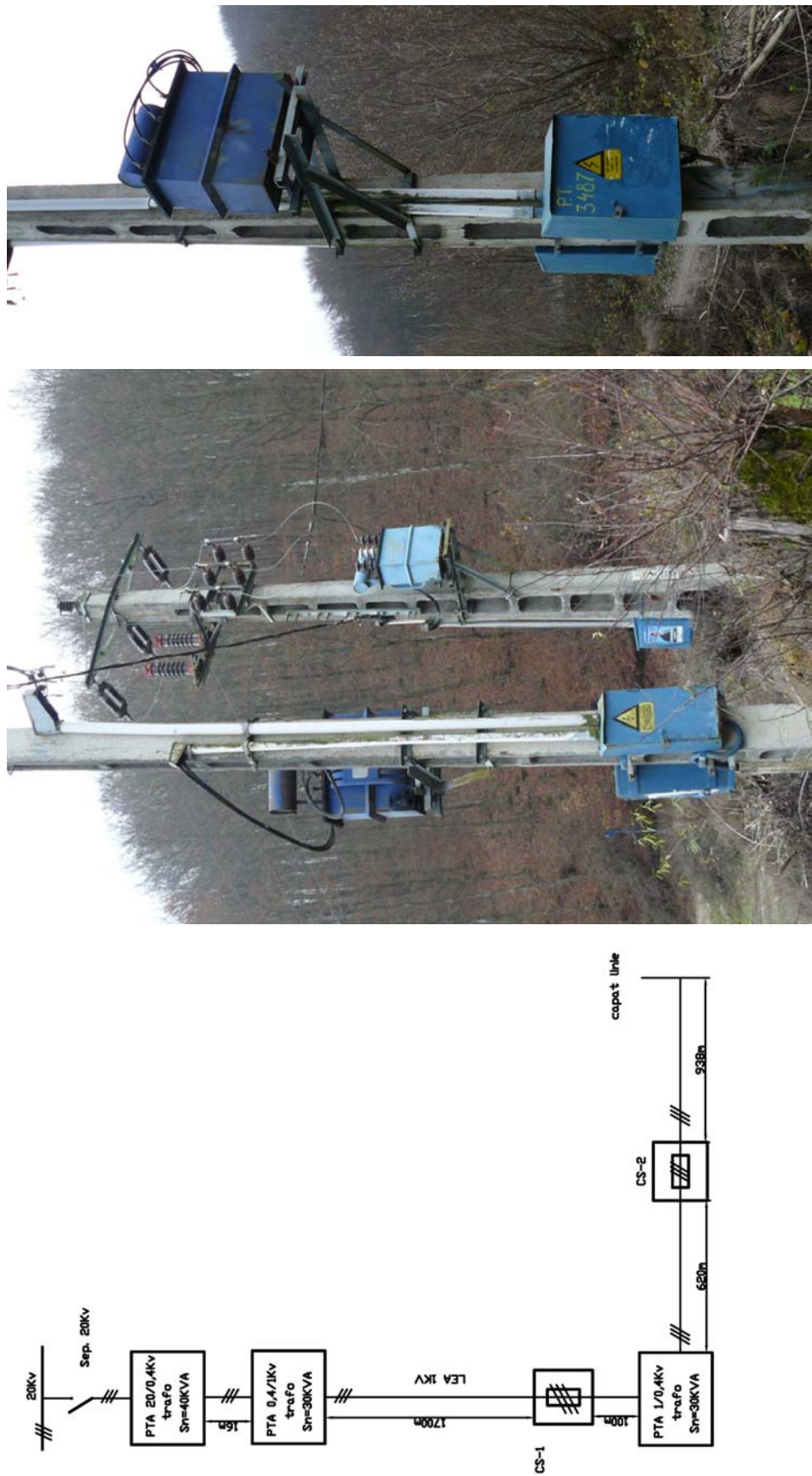
a)



b)

Fig. 6.18. PTA monofazat 20/0,23 kV, Valea Arăneșului:

a) vedere de ansamblu a PTA și a derivației bifazate din LEA 20 kV; b) schema electrică monofilară a PTA.



a)

b)

c)

Fig. 6.19. Rețeaua trifazată de 1 kV Căbești – Gialacuta:

- a) schema electrică monofilară a rețelei 20/0,4/1/0,4 kV;
- b) PTA 3484, 20/0,4 kV, 40 kVA (dreapta) și PTA 3487 0,4/1 kV, 30 kVA Căbești;
- c) PTA 3487, 0,4/1 kV Căbești;





d)

Fig. 6.19. (continuare) Rețeaua trifazată de 1 kV Căbești – Gialacuta:  
 d) cutia de secționare LEA 1 kV, din PTA 3487, 0,4/1 kV Căbești, conținând releul RHPP-1;  
 e) cutia de secționare LEA 0,4 kV, din PTA 3487, 0,4/1 kV Căbești, conținând BPCS – 3 (releul RMCTI-3, traductoarele de curent Tc – PMCTI, siguranțele fuzibile, întreruptorul automat USOL);



e)



f)

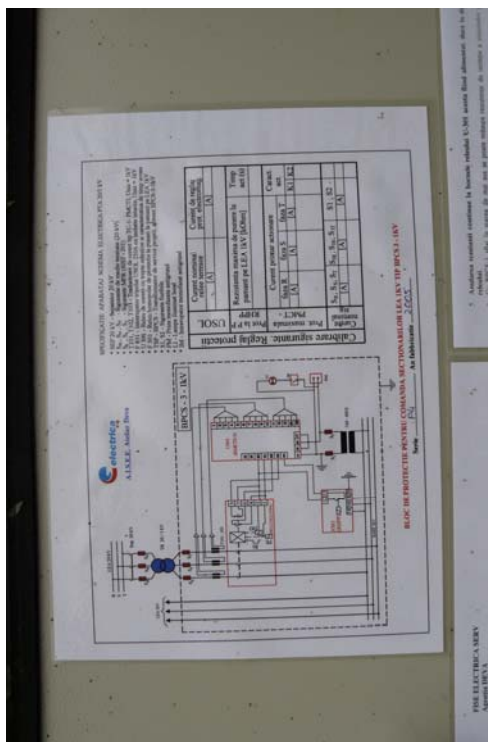
f) PTA 3488, 1/0,4 kV, 30 kVA, Gialacuta



a)



b)



c)

Fig. 6.20. PTA 242 Bulzeștii de Jos, 20/1 kV, 40 kVA, trifazat: a) vedere de ansamblu, b) BPCS-3-1 kV (RMCTI -3 și RHPP-1), c) fișa cu reglaje.





a)



b)



c)

Fig. 6.21. PTA 358 Bulzeștii de Sus, 0,4/1 kV, 25 kVA, trifazat:  
a) vedere de ansamblu, b) BPCS-3-0,4 kV (cu siguranțe fuzibile, Tc-PMCTI, întreruptor automat tip USOL, releu RMCTI-3), c) RHPP-1.



## 6.8. Concluzii și contribuții

În acest capitol sunt prezentate sistemele noi de protecție a rețelelor electrice de distribuție de medie și joasă tensiune, ce includ soluțiile neconvenționale susținute în prezenta lucrare, destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați: rețele monofazate de 0,23 kV și 1 kV, rețele trifazate de 1 kV, transformatoare monofazate și trifazate de mică și foarte mică putere, linii electrice de joasă tensiune de lungime mare.

Înainte de prezentarea propriu-zisă a sistemelor de protecție este stabilită schema de protecție împotriva electrocutărilor, pentru rețelele monofazate de 0,23 kV și pentru cele monofazate și trifazate de 1 kV. Pe baza unei analize temeinic fundamentate, rezultă ca soluție optimă schema de protecție IT, cu rețea generală de protecție.

Principalele argumente care justifică alegerea acestei soluții sunt:

- 6 consumatorii izolați sunt de cele mai multe ori situați în zone cu soluri cu rezistivitate electrică mare (zone montane);
- 7 legarea la pământ a instalațiilor electrice presupune costuri ridicate, rezultate din condiția realizării unor prize de pământ în soluri cu rezistivitate mare;
- 8 alegerea schemei de protecție IT oferă posibilitatea realizării unor protecții deosebit de sensibile pentru supravegherea izolației și declanșarea întreruptoarelor fie la consumator, fie la sursă, rapid fără nici un pericol de electrocutare;
- 9 realizarea pentru rețeaua monofazată cu tensiunea nominală 0,23 kV a unei scheme de protecție de tip TN este dezavantajoasă din următoarele motive:
  - Legarea unui pol la pământ și implicit realizarea unei rețele generale de protecție, va avea ca efect creșterea în foarte mare măsură a investiției, ca urmare a necesității îmbunătățirii calității prizelor de pământ.
  - Imposibilitatea realizării unei protecții sensibile la defecte de izolație pe polul care nu este legat la pământ.
- 10 realizarea pentru rețeaua monofazată cu tensiunea nominală de 1 kV, a unei scheme de protecție de tip TN, mută această rețea în zona tensiunilor înalte, cu toate implicațiile care rezultă de aici privind concepția, dimensionarea, construcția și exploatarea.

Rețelele de acest tip vor avea deci neutrul izolat față de pământ, ceea ce va face ca punerile simple la pământ să determine curenți relativ mici,

care conduc la pierderi suplimentare și suprasolicitarea izolației fazelor sănătoase, alături de creșterea riscurilor producerii de electrocutări, incendii etc. A rezultat necesitatea conceperii unui releu de protecție homopolar, destinat rețelelor de joasă tensiune cu neutrul izolat (având schema de protecție împotriva electrocutărilor de tip IT și rețea generală de protecție).

Pe de altă parte, scurtcircuiturile polifazate produse pe liniile de joasă tensiune construite cu conductoare izolate torsadate, având lungimi mari determină de cele mai multe ori apariția unor curenți de defect de valori relativ mici, care fac ineficiente protecțiile prin siguranțe fuzibile, ceea ce conduce la suprasolicitarea termică în regim de durată a căilor de curent (linii, transformatoare), reducerea duratei de viață a elementelor de rețea, deteriorarea contactelor, creșterea accentuată a pierderilor de energie activă respectiv a riscurilor producerii de electrocutări, incendii etc. A rezultat deci necesitatea conceperii unui releu maximal de curent cu caracteristica de timp de declanșare invers dependentă de mărimea curentului de defect, care să permită evitarea șocurilor de curent (de la pornirea motoarelor, conectarea transformatoarelor) și care să fie totodată suficient de sensibil la curenții de scurtcircuit polifazat (limitați de o impedanță de defect mare sau de impedanța mare a căilor de curent).

Rezolvarea acestor cerințe a rezultat prin aplicarea a două variante de soluții pentru structura sistemelor de protecție a rețelelor de distribuție de joasă tensiune, considerate optime din punct de vedere tehnico-economic:

### ***Varianta A. Soluția de protecție cu limitarea puterii absorbite la consumator***

Aceasta poate fi structurată după cum urmează :

- Siguranțe fuzibile pe plecările de joasă tensiune, instalate în postul de transformare;
- Una sau două secționări ale liniei, realizate cu întreruptoare de joasă tensiune, declanșate de protecții maximale de curent cu caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Alte secționări ale liniei cu siguranțe fuzibile.

Realizarea acestei scheme presupune echiparea firidelor de bransament a consumatorilor cu întreruptoare de joasă tensiune, cu *protecții adecvate pentru limitarea consumului de putere*, astfel încât consumul să nu ducă la supraîncărcarea transformatorului de putere din PT.

Regimul de pseudo-suprasarcină a transformatorului de putere din post, rezultat ca urmare a unor defecte apărute în rețeaua de distribuție, va fi înlăturat prin deconectarea întreruptoarelor de secționare a liniei, la comanda unei protecții maximale de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent.

### ***Varianta B. Soluția de protecție fără limitarea puterii absorbite la consumator***

În această variantă, schema instalațiilor poate fi structurată după cum urmează :

- Întreruptor pe coloana de joasă tensiune a transformatorului de putere din PT acționat de:
  - un traductor de temperatură montat în cuva transformatorului ce comandă declanșarea întreruptorului de joasă tensiune dacă temperatura uleiului depășește valoarea prescrisă;
  - un releu pentru protecția maximală de curent, având caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Una sau două secționări ale liniei de joasă tensiune, prevăzute cu întreruptoare declanșate de protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent;
- Alte secționări ale liniei cu siguranțe fuzibile;

Regimul de suprasarcină a transformatorului de putere din post creat de consumator va fi eliminat fie de protecțiile maxime din cutiile de secționare fie de protecția la supratemperatură din post.

Regimul de pseudo-suprasarcină a transformatorului de putere creat de defecte apărute în rețeaua de distribuție va fi înlăturat prin deconectarea întreruptoarelor de secționare a liniei la comanda unei protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent.

Regimurile de scurtcircuit vor fi înlăturate de siguranțele fuzibile și protecțiile maxime de curent.

Tot acest concept a fost pus în practică de colectivul de specialiști din care a făcut parte și autorul acestei lucrări, sub forma unor sisteme de protecție noi, ce integrează o serie de idei și soluții originale, care și-au confirmat pe deplin eficiența după câțiva ani de exploatare.

### **Contribuții originale**

În cadrul acestui capitol se pot identifica două categorii de contribuții originale ale autorului:

- A. Contribuții originale privind fundamentarea structurii rețelelor și a sistemelor de protecție:
  - Fundamentarea alegerii schemei de protecție împotriva electrocutărilor de tip IT cu rețea generală de protecție pentru rețelele monofazate de 0,23 kV și pentru cele monofazate și trifazate de 1 kV;

- Stabilirea funcțiilor și elementelor principale ale noilor sisteme de protecție, în cele două variante: cu respectiv fără limitarea puterii absorbite la consumator
- B. Contribuții originale privind concepția, proiectarea, execuția și implementarea elementelor componente și ansamblului acestora pentru obținerea noilor sisteme de protecție:
- releul maximal de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă – RMCTI, cu 17 caracteristici de acționare, în variantele monofazată (RMCTI-1) respectiv trifazată (RMCTI-3), având următoarele funcții:
    - Sursă de energie pentru declanșarea întreruptoarelor de joasă tensiune, echipate cu dispozitive de deconectare (DD);
    - Declanșarea temporizată a întrerupătorului de joasă tensiune după o caracteristică de timp de deconectare invers proporțională cu mărimea curentului de defect.
    - Semnalizarea locală a stării întreruptorului de joasă tensiune;
    - Semnalizarea prezenței tensiunii operative de alimentare a circuitelor secundare.
  - traductorul de curent de construcție specială, tip Tc-PMCTI, asociat releului RMCTI;
  - transformatorul de servicii proprii de tip TSP-BPCS pentru alimentarea releului RMCTI;
  - releu homopolar împotriva punerilor la pământ monofazate în rețelele de 1 kV, tip RHPP-1;
  - bloc de protecție pentru posturile de transformare și comanda secționărilor liniilor, cu variantele:
    - bloc de protecție pentru comanda secționării LEA de 0,4 kV (trifazate) respectiv 0,23 kV (monofazate) construite cu conductoare izolate torsadate - tip BPCS-3 respectiv BPCS-1;
    - bloc de protecție pentru comanda secționării LEA de 1 kV trifazate respectiv monofazate construite cu conductoare izolate torsadate - tip BPCS-3-1 kV respectiv BPCS-1-1 kV;
    - bloc de protecție pentru posturile de transformare trifazate: PTA 20/0,4 kV, 20/1 kV, 0,4/1 kV, 1/0,4 kV, respectiv monofazate: PTA 20/0,23 kV, 20/1 kV, 1/0,23 kV - tip BPCS-3; BPCS-3-1 kV respectiv BPCS-1, BPCS-1-1 kV.
- În funcție de varianta constructivă, aceste blocuri de protecție pot îndeplini următoarele funcții:
- racordarea consumatorilor la sursă;

- conectarea-deconectarea consumatori la/de la sursă;
- separarea vizibilă față de sursă;
- protecția la suprasarcină și scurtcircuite nete prin RMCTI;
- prestabilirea consumului de energie;
- asigurarea energiei necesare declanșării întreruptorului prin DD;
- protecția la puneri la pământ monofazate prin RHPP-1.

# 7. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII

## 7.1. Concluzii generale

Teza de doctorat are la bază preocupările și rezultatele autorului în ceea ce privește creșterea performanțelor rețelelor electrice de distribuție actuale. În calitate de specialist și manager al unei companii de profil, autorul are contribuții importante la concepția unor soluții noi, numite aici „neconvenționale”, integrate, pentru rețele electrice de distribuție destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați, aplicate cu succes pe teritoriul județului Hunedoara.

Căutarea acestor soluții noi a fost începută pornind de la constatarea că, deși în ultimii zeci de ani s-au făcut eforturi considerabile pentru alimentarea cu energie electrică a tuturor zonelor țării, au rămas relativ multe așezări umane, cu preponderență în zonele montane greu accesibile, care nu au fost racordate la rețelele electrice de distribuție publică. Pe de altă parte, schimbările socio-economice din ultima perioadă au favorizat apariția de noi ferme agricole, cabane silvice, case de vacanță, exploatarea forestiere, dar și instalații pentru telecomunicații etc., aflate la distanțe relativ mari de infrastructura existentă, pentru care alimentarea cu energie electrică a devenit o condiție necesară unei funcționări eficiente. Acești potențiali consumatori de energie electrică sunt clasificați ca fiind mici, dispersați și/sau izolați. Ei se află la o distanță relativ mică ( $0 \div 10(20)$  km) față de cea mai apropiată rețea de distribuție publică, pentru alimentarea lor putându-se opta fie pentru racordarea la aceste rețele, fie pentru utilizarea sistemelor ce valorifică resursele regenerabile (sisteme fotovoltaice, eoliene, hidroenergetice de mică putere) pentru care în România se găsesc deseori condițiile necesare unei funcționări eficiente.

**Primul capitol** al tezei are un caracter introductiv, ce justifică încadrarea tematicii studiate între preocupările actuale ale specialiștilor din domeniul distribuției energiei electrice, privind optimizarea tehnico-economică continuă a soluțiilor noi în general și a celor destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați, în particular. După descrierea succintă a conținutului fiecărui capitol al tezei, se subliniază atât modul de valorificare a rezultatelor cercetărilor prezentate, cât și direcțiile viitoare de dezvoltare a acestora.

În **capitolul al doilea** al lucrării, intitulat „**Stadiul actual al soluțiilor de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați**” se prezintă foarte succint aceste sisteme, inclusiv sub aspect economic, tocmai pentru a demonstra că ele rămân fezabile doar ca alternativă la soluțiile de racordare la rețelele de distribuție publică, din următoarele considerente:

- instalarea de sisteme individuale de producere a energiei electrice din resurse regenerabile necesită eforturi financiare mari, greu de suportat de către un număr mic de utilizatori. Nici soluțiile convenționale sau „neconvenționale” de racordare la rețelele existente nu sunt ieftine, dar acestea pot fi finanțate mai ușor de către comunități, inclusiv în parteneriat public-privat, mai ales atunci când aceste soluții pot constitui baza unei dezvoltări ulterioare a zonei.
- racordul la rețelele de distribuție publică presupune existența unui contract de furnizare, ce include serviciul de intervenție în caz de avarii sau deranjamente, necesar pentru asigurarea continuității în alimentare, care nu presupune costuri suplimentare din partea consumatorilor și care sunt mai ușor de suportat de către o companie de distribuție. Nu același lucru se poate afirma în cazul sistemelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile, care pe de o parte necesită intervenții mai frecvente și pe de altă parte impun costuri suplimentare pentru servicii specializate.
- sursele regenerabile de energie electrică nu pot conta pe o disponibilitate constantă a agentului primar (soare, vânt, apă) ci mai degrabă pe o variație aleatoare a acestora. Ele vor avea de aceea o structură hibridă, tocmai pentru a îmbunătăți flexibilitatea acțiunii agentului primar, ceea ce le va crește o dată în plus costurile specifice.

În România, tipic pentru majoritatea potențialilor consumatori de energie electrică este faptul că se află la astfel de distanțe de rețelele de distribuție existente, încât poate fi justificată din punct de vedere tehnico-economic, alimentarea lor prin aplicarea de soluții de extindere a rețelelor existente. Unele dintre aceste soluții, din dorința de a se obține cheltuieli de investiții minime, pot recurge la variante care se abat de la cele convenționale, prin valoarea tensiunii nominale, prin numărul de faze sau numărul de conductoare, ceea ce face să fie denumite în continuare „neconvenționale”.

Pentru a înțelege modul în care s-a ajuns la promovarea acestor soluții, inclusiv prin lucrarea de față, capitolul al doilea trece în revistă, mai întâi, principalele aspecte care fundamentează concepțiile actuale privind



proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate în general alimentării zonelor rurale și în particular a consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați.

Sunt susținute în mod obiectiv avantajele tehnico-economice ale introducerii unei noi trepte de tensiune normalizată aparținând domeniului de joasă tensiune - cea de 1 kV, soluție care se va regăsi de altfel printre cele studiate și promovate în prezenta lucrare.

Prezentarea capitolului al doilea este astfel structurată încât se pot remarca imediat stadiul actual al soluțiilor tehnice aplicate pe scară largă pe plan mondial, dar care nu sunt aplicate deloc sau pe scară foarte restrânsă, pe plan național:

- extinderea utilizării rețelelor monofazate de medie și joasă tensiune și deci a transformatoarelor monofazate, de mică și foarte mică putere nominală;
- creșterea numărului de trepte de tensiune nominală (normalizată).

Se definește în acest context problema de fond a lucrării de față, ca fiind una de optimizare tehnico-economică, constând în găsirea unor noi soluții de alimentare care a consumatorilor mici și dispersați, care, pe lângă satisfacerea minimală a acestora (alimentare monofazată, puteri instalate relativ mici), să conducă la obținerea unor costuri mici de investiții și exploatare. Pentru rezolvarea problemei sunt propuse soluții ce constau pe de o parte în construcția de rețele monofazate, mai ieftine evident decât cele trifazate iar pe de altă parte în micșorarea lungimii rețelelor de distribuție de JT prin alimentarea individuală directă sau pe grupuri mici de consumatori, din transformatoare monofazate sau trifazate de mică și foarte mică putere (5 kVA sau chiar 3 kVA). De asemenea, pe distanțe medii, de până la 10 km, liniile electrice aeriene de 20 kV pot fi înlocuite de cele de 1 kV, ceea ce conduce la micșorarea costurilor și simplificarea exploatării.

Altfel spus, unul dintre scopurile acestei lucrări este de a găsi acele „zone” aparținând unui plan bidimensional, de coordonate *distanță (față de sursă) - putere vehiculată*, plan ocupat până acum de soluțiile „clasice” (convenționale) aplicate la construcția rețelelor electrice de distribuție, zone pentru care soluțiile alternative (denumite în lucrare „neconvenționale”) cum sunt sistemele bifazate (monofazate) de 20/0,23 kV sau 1/0,23 kV, sistemele trifazate de 1/0,4 kV, în care sunt instalate transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate sau trifazate, își găsesc locul printr-o mai mare eficiență tehnico-economică.

Identificarea variantelor optime urmează a se face printr-o analiza asupra a 11 variante de rețele propuse de autor, ce includ soluțiile neconvenționale precizate. Mai exact, este vorba despre dezvoltări, extinderi

ale rețelelor electrice existente, care astfel pot fi considerate „surse” de energie electrică pentru alimentarea zonelor cu consumatori mici și dispersați. Pentru structurare, soluțiile noi propuse se pot împărți, în funcție de tipul acestor „surse”, în două grupe:

- a) prin racordare la rețeaua de distribuție rurală de medie tensiune, construită în România de obicei la tensiunea nominală de 20 kV, existentă în zonă;
- b) prin racordare la rețeaua de distribuție de joasă tensiune de 0,4 kV, existentă în zonă.

Comparația propriu-zisă a variantelor, trebuie precedată de stabilirea lungimilor limită ale tipurilor de linii integrate în structura rețelelor ce folosesc soluțiile neconvenționale studiate în această lucrare.

**Capitolul al treilea**, având titlul „**Limite rezultate din impunerea restricțiilor pentru regimurile normale de funcționare**” este dedicat stabilirii lungimilor limită ale liniilor electrice, rezultate ca urmare a impunerii restricțiilor referitoare la regimurile normale de funcționare, mai precis prin aplicarea criteriului tehnic referitor la nedepășirea pierderii maxime admisibile de tensiune. De fapt este rezolvată o problemă de dimensionare a unei linii electrice, pusă oarecum atipic și anume: cunoscându-se sarcina transferată și secțiunea conductoarelor, este determinată lungimea maximă a liniei pentru care, în punctele de consum cele mai îndepărtate de „sursă”, tensiunea în regimul normal, are o valoare efectivă cuprinsă în interiorul benzii admisibile, impuse pentru tipul respectiv de rețea.

Într-o primă etapă s-a urmărit determinarea valorilor orientative, în valori absolute și procentuale, ale pierderilor de tensiune (aproximate ca fiind egale cu componentele longitudinale respective ale căderilor de tensiune) și ale pierderilor de putere activă, pentru liniile electrice considerate, în funcție de secțiunea conductoarelor active, mărimea puterii electrice vehiculate și lungimea liniei. Pentru aceasta, în fiecare caz s-a considerat modelul cel mai simplu posibil pentru o rețea de distribuție, formată dintr-o sursă și o linie electrică radială, alimentând o sarcină concentrată.

Calcululele au fost efectuate de fiecare dată, considerând 4-5 trepte ale secțiunii standardizate pentru conductoarele active, respectiv 5 trepte pentru puterile active ale sarcinii alimentate, apreciind un factor de putere mediu de valoare  $\cos \varphi = 0,85$ . Firește, valorile puterilor active ale consumatorilor sunt mici, situate în domeniul caracteristic consumatorilor mici și dispersați, ce constituie subiectul lucrării de față.

Pentru fiecare treaptă a sarcinii, s-a reprezentat grafic dependența pierderilor de tensiune și a pierderilor de putere activă, atât în valori absolute cât și în valori procentuale, de lungimea liniei electrice, pentru toate cele 4-5 trepte ale secțiunii nominale a conductoarelor.

Această triplă dependență a pierderilor de tensiune și a pierderilor de putere activă de secțiunea și lungimea conductoarelor liniei respectiv de sarcina alimentată, permite o reprezentare tridimensională foarte intuitivă și ușor de utilizat. Pentru fiecare valoare a lungimii liniei cuprinse între limitele considerate, în spațiul tridimensional ( $\Delta U$ ,  $S$ ,  $P_c$ ) – pierdere de tensiune, secțiune, putere activă consumată respectiv ( $\Delta P$ ,  $S$ ,  $P_c$ ) – pierdere de putere activă, secțiune, putere activă consumată, va rezulta un plan al valorilor pentru  $\Delta U$  respectiv  $\Delta P$ , corespunzătoare perechilor de coordonate ( $S$ ,  $P_c$ ).

Această primă etapă a studiului conduce la concluzii bine conturate privind corelația între mărimile electrice – tensiune nominală, sarcină activă vehiculată – și caracteristicile constructive ale liniilor studiate – secțiune, număr de faze, lungime.

Cea de-a doua etapă a studiului a constat în calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune. Dacă în prima etapă s-au determinat valorile maxime orientative ale sarcinilor alimentate respectiv ale secțiunilor sau lungimilor conductoarelor, pentru care este satisfăcută restricția pierderii de tensiune maximă, de data aceasta se determină efectiv lungimile maxime ale liniilor alimentând sarcini de calcul bine definite, stabilite conform normativului PE 132/2003. Pentru aceasta s-au folosit două variante de modele de rețea:

- Varianta 1. Rețea radială cu o singură sarcină concentrată;
- Varianta 2. Rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant.

În cazul primului model de rețea s-au determinat lungimile maxime pentru fiecare treaptă de secțiune uzuală și pentru fiecare număr de consumatori, cuprins între 1 și 20, consumatori având sarcinile de calcul determinate ca mai sus. Pentru fiecare linie în parte rezultă o matrice a lungimilor maxime -  $L_{max}$ . Ca și în cazul anterior, matricele lungimilor maxime permit o reprezentare grafică tridimensională, de data aceasta pentru fiecare tip de linie rezultând o „suprafață” caracteristică în spațiul tridimensional de coordonate ( $L_{max}$ ,  $S$ , nr. consumatori).

După cum s-a dedus din calculul preliminar al pierderilor de tensiune, în cazul unei LEA de 20 kV, pentru valorile sarcinilor de calcul normate, restricția referitoare la valoarea tensiunii la bornele consumatorilor (pierderea maximă admisibilă de tensiune), nu este de natură să limiteze semnificativ lungimea maximă a liniei, motiv pentru care s-au studiat numai liniile de joasă tensiune.

Cel de-al doilea model de rețea considerat la determinarea lungimilor limită impuse de pierderile admisibile de tensiune este unul la care pot fi reduse toate rețelele radiale cu ramificații, utilizate de obicei în practică. Consumatorii sunt identici și sunt racordați echidistant la axul rețelei, distanța între punctele de racord ale acestora rezultând prin calcul, valoarea acestuia fiind determinată în funcție de lungimea maximă admisă, pentru fiecare caz considerat, în funcție de numărul de consumatori. Modelul considerat permite de fapt determinarea depărtării maxime în teren, față de sursă, a consumatorilor considerați, distribuiți echidistant pe axul rețelei. Lungimile maxime ale tronsoanelor, egale între ele, se determină astfel încât pierderea totală de tensiune să fie egală cu valoarea maximă admisibilă.

Ceea ce este important de remarcat este că valorile lungimilor maxime obținute pe cele două modele de rețea utilizate, sunt foarte apropiate, rezultând de aici valabilitatea ipotezelor de calcul considerate. Rezultatele obținute au fost aplicate ulterior în cadrul prezentei lucrări, mai exact la construcția variantelor respectiv a subvariantelor destinate acoperirii planului de coordonate distanță – sarcină, utilizat la selecția variantelor optime din punct de vedere tehnico-economic (capitolul 5).

Rezultatele studiilor incluse în acest capitol, prin forma de prezentare matricială respectiv grafică, bidimensională și tridimensională, se constituie în instrumente utile, deosebit de eficiente, în activitatea de proiectare și exploatare a rețelelor de distribuție, la evaluarea rapidă a circulației de puteri în regimurile normale de funcționare a acestora.

**Capitolul al patrulea** al lucrării, intitulat „**Limite rezultate din impunerea restricțiilor pentru regimurile de defect**” este destinat determinării valorilor curenților de scurtcircuit în rețelele ce conțin soluțiile neconvenționale propuse și apoi calculului lungimilor maxime ale liniilor electrice, din condiția ca protecțiile acestora să rămână suficient de sensibile, selective și rapide.

Calculul curenților de scurtcircuit s-a efectuat prin aplicarea metodelor și prevederilor impuse de normativul PE 134, folosind ipoteza scurtcircuitelor nete (metalice). Rezultatele obținute în această ipoteză sunt acoperitoare din punct de vedere al solicitărilor termice și electrodinamice ale echipamentelor, dar în cazul producerii scurtcircuitelor prin rezistențe de contact relativ mari, defecte caracteristice mai ales liniilor electrice cu conductoare izolate (torsadate), micșorarea curenților de defect afectează în mare măsură sensibilitatea protecțiilor.

După prezentarea succintă a metodologiei de calcul aplicate la calculul curenților de scurtcircuit, aceasta este aplicată asupra patru situații - zone de rețea ipotetice – considerate semnificative, conținând soluțiile „clasice” sau

cele neconvenționale precizate anterior. Caracteristicile elementelor componente au fost astfel stabilite încât rezultatele obținute să se situeze în apropierea celor pentru situații particulare similare, pe baza lor putându-se apoi determina lungimile maxime admisibile din punct de vedere al sensibilității, selectivității și rapidității impuse protecțiilor.

Pentru fiecare dintre zonele analizate s-a determinat influența caracteristicilor constructive ale elementelor de rețea (secțiunea conductoarelor liniilor electrice, lungimea acestora, puterea aparentă nominală a transformatoarelor implicate), asupra valorii curenților de scurtcircuit, de fapt a influenței modificării parametrilor echivalenți longitudinali ai căilor de curent interpuși între sursă și locul de producere a defectului. Instrumentul de calcul utilizat a fost și de această dată MathCAD.

Prezentarea rezultatelor s-a făcut sub formă grafică, mai precis sub forma variației valorii curenților de scurtcircuit cu lungimea liniei electrice cuprinse între locul producerii scurtcircuitului și „sursă” (barele de joasă tensiune ale transformatorului din PT). Aceste grafice au fost concepute astfel încât să se transforme în instrumente practice, deosebit de utile la stabilirea valorilor curenților de scurtcircuit, atât în faza de proiectare cât și în cea de exploatare a rețelelor.

Sunt câteva observații comune cazurilor analizate, rezultate din analiza valorilor obținute, dintre care se pot aminti următoarele:

- în imediata vecinătate a postului de transformare valoarea curenților de scurtcircuit monofazat este mai mare decât a celui trifazat, dar datorită faptului că scăderea curenților monofazat cu creșterea lungimii liniei cuprinse între locul de defect și PT este mai accentuată decât cea a curenților trifazat, spre sfârșitul liniei raportul se inversează;
- scăderea valorii curenților de scurtcircuit cu creșterea distanței locului de defect de PT, este cu atât mai pronunțată cu cât puterea nominală a transformatorului care alimentează rețeaua este mai mare.

Pentru validarea rezultatelor s-a considerat necesară utilizarea unui al doilea instrument, de data aceasta apelându-se la mediul de programare MatLab–Simulink, un instrument software general recunoscut prin performanțele sale. S-a calculat pentru fiecare caz considerat, valoarea procentuală a abaterii valorii calculate față de cea obținută prin simulare. Erorile de calcul se încadrează în intervalul (-5,6 % ÷ + 4,1 %) ceea ce permite să se afirme că modelul matematic utilizat la calcul curenților de scurtcircuit este suficient de bun și a fost corect aplicat.

Studiul este continuat cu etapa propriu-zisă a determinării lungimilor limită, impuse de restricțiile referitoare la sensibilitatea protecțiilor. Pentru rețelele studiate, protecția liniilor electrice aeriene de joasă tensiune se

intenționează a fi făcută cu ajutorul siguranțelor fuzibile, o soluție optimă din punct de vedere tehnico-economic, având în vedere pe de o parte importanța redusă a consumatorilor alimentați din aceste linii și pe de altă parte necesitatea unor costuri minime. Așa cum s-a demonstrat însă în cadrul acestui capitol, de cele mai multe ori protecția prin siguranțe fuzibile nu este eficientă.

După prezentarea metodologiei și a principiilor de dimensionare a siguranțelor fuzibile pentru protecția liniilor electrice și a transformatoarelor din care sunt alimentate acestea, este efectuată o analiză foarte aprofundată referitoare la cazul particular al liniilor alimentate din transformatoare de mică și foarte mică putere, monofazate și trifazate. S-au considerat transformatoare trifazate de 20/0,4 kV, 20/1 kV și 1/0,4 kV respectiv transformatoare monofazate de 20/0,23 kV, 20/1 kV și 1/0,23 kV.

Dintre constatările cele mai importante ale analizei, se rețin următoarele:

- În cazul transformatoarelor trifazate de mică putere de 20/0,4 kV și 20/0,23 kV, se demonstrează ineficiența protecțiilor prin siguranțe fuzibile și necesitatea utilizării unor protecții mai performante, cum ar fi de exemplu protecția maximală de curent cu caracteristică invers dependentă de timp, asociată unui întreruptor automat de JT;
- Ineficiența siguranțelor instalate pe partea de medie tensiune a transformatoarelor de mai sus conduce la concluzia că acestea pot să lipsească și determină căutarea altor soluții ca de exemplu instalarea unui transformator de bună calitate, la care apariția de defecte interioare are o foarte mică probabilitate (maintenance free), dublată de o astfel de construcție a racordului dintre bornele secundare și protecția secundară, care să facă practic imposibilă apariția unui scurtcircuit pe această porțiune; o altă soluție este cea de se înlocuire a protecției prin siguranțe fuzibile cu o protecție mai performantă, care să asigure îndeplinirea condițiilor de sensibilitate și selectivitate;
- Liniile de 1 kV, în general ca plecări unice din secundarul transformatoarelor de 20/1 kV, vor fi prevăzute cu protecții prin relele, atât împotriva scurtcircuitelor polifazate cât și a punerilor la pământ monofazate, protecții ce vor acționa întreruptoare de JT.
- Protecțiile liniilor alimentate din transformatoare de 1/0,4 kV respectiv 1/0,23 kV nu ridică probleme de selectivitate sau sensibilitate, dar necesită impunerea unor restricții în ceea ce privește puterea activă instalată și tipul de receptoare utilizate de consumatori.



După ce s-au stabilit pentru fiecare tip de transformator tipurile de siguranțe fuzibile utilizabile, cunoscându-se legile de variație ale curenților de scurtcircuit pe liniile electrice, în funcție de secțiunea conductoarelor și de distanța față de sursă, s-au stabilit distanțele la care, producerea de scurtcircuite ar conduce la curenți pentru care arderea siguranțelor s-ar produce într-un timp impus. Pentru aceasta, pentru valori impuse ale timpilor de ardere, au fost determinați mai întâi, prin utilizarea caracteristicilor de ardere (curbele de fuziune) curenții corespunzători (care determină arderea siguranțelor în timpii impuși). Impunând apoi curenții de scurtcircuit - egali cu cei pentru care se obțin timpii de ardere impuși - pentru fiecare tip de transformator de alimentare și pentru fiecare tip constructiv de linie (dat de secțiunea conductoarelor), s-au calculat lungimile maxime teoretice pentru care poate fi asigurată sensibilitatea impusă a protecției (curentul de scurtcircuit are valoarea minimă, egală cu a curentului de ardere a siguranței în timpul impus). Bineînțeles, s-a considerat situația cea mai dezavantajoasă, pentru care curentul de scurtcircuit la sfârșitul liniei are valoarea minimă – scurtcircuit (net) monofazat.

La finalul acestui capitol, se prezintă comparativ, valorile lungimilor limită ale liniilor electrice aeriene trifazate și monofazate de joasă tensiune, utilizate în variantele de alimentare studiate în această lucrare, lungimi limită stabilite prin aplicarea celor două restricții: pierderea maximă de tensiune respectiv selectivitatea și sensibilitatea protecțiilor.

Se constată că restricția impusă de asigurare a selectivității, sensibilității și rapidității protecției, este mai severă în limitarea lungimii maxime a liniilor decât cea rezultată din aplicarea restricției privind pierderea maximă admisibilă de tensiune. Diferența între valorile rezultate prin aplicarea celor două restricții este foarte mare în cazul transformatoarelor de foarte mică putere (destinate alimentării unui număr mic de consumatori normați). În mod evident, la dimensionarea rețelelor de joasă tensiune de acest tip, va prevala restricția cea mai severă. De aceea se vor reține, pentru aplicație în cadrul capitolului al cincilea, lungimile maxime ale liniilor de joasă tensiune alimentate din transformatoare de foarte mică putere ca fiind de cca. 1000 m pentru linii trifazate de 0,4/0,23 kV, respectiv cca. 850 m pentru linii monofazate de 0,23 kV.

Condiția de asigurare a selectivității protecțiilor face ca prin creșterea puterii unitare a transformatoarelor, lungimea maximă limitată de restricția referitoare la selectivitate și sensibilitate, să scadă, contrar a ceea ce era de așteptat.

Creșterea secțiunii conductoarelor liniilor are însă un efect pozitiv. Deci în cazul LEA de JT alimentate din transformatoare de mică putere, creșterea secțiunii, deși este neeconomică, poate fi o soluție pentru creșterea sensibilității protecțiilor. Se obține în același timp micșorarea pierderilor de



tensiune (deci un efect benefic inclusiv la pornirea motoarelor electrice). Cu alte cuvinte creșterea secțiunii conductoarelor este o soluție pentru creșterea lungimii maxime a liniilor.

În **capitolul al cincilea**, cu titlul „**Selecția variantelor optime din punct de vedere tehnico-economic**”, se prezintă un studiu al cărui scop constă în determinarea variantelor de rețele electrice de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale”, care, în condiții concret definite privind distanțele față de „surse” respectiv sarcinile transferate, devin optime din punct de vedere tehnico – economic.

Studiul a început cu stabilirea structurii variantelor de rețele ce conțin soluțiile „neconvenționale”, mai întâi în ceea ce privește topologia și apoi referitor la caracteristicile elementelor de rețea, rezultate din necesitatea acoperirii întregului domeniu bidimensional *distanță-sarcină* definit ( $0 \div 10$  km,  $1 \div 20$  consumatori). Secțiunile conductoarelor liniilor și puterile nominale ale transformatoarelor s-au stabilit din condiția unei încărcări economice a căilor de curent, lungimile maxime ale liniilor fiind cele stabilite în capitolele anterioare (rezultate din impunerea restricțiilor referitoare la calitatea energiei electrice distribuite și a siguranței în funcționarea instalațiilor).

Principiul de selecție a fost următorul: pentru fiecare punct aparținând planului bidimensional *distanță-sarcină*, dintre variantele aplicabile conform restricțiilor tehnice precizate mai sus, s-a declarat ca optimă, varianta a cărui cost total de construcție este minim.

Concluzia generală este că sistemele de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale” devin mai economice pentru anumite valori ale distanțelor dintre sursă și centrele de greutate ale zonelor de consum, respectiv pentru anumite valori ale sarcinilor electrice de calcul ce trebuie distribuite.

Astfel, lucrarea de față stabilește „zonele” din domeniul bidimensional *distanță – sarcină*, pentru care soluțiile neconvenționale sunt optime din punct de vedere tehnico – economic.

**Capitolul al șaselea** al lucrării, așa cum se poate deduce și din titlu: „**Sisteme noi de protecție pentru rețelele electrice de distribuție ce conțin soluții „neconvenționale”**”, prezintă sistemele noi de protecție a rețelelor electrice de distribuție de medie și joasă tensiune, ce includ soluțiile neconvenționale susținute în prezenta lucrare, destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați: rețele monofazate de 0,23 kV și 1 kV, rețele trifazate de 1 kV, transformatoare monofazate și trifazate de mică și foarte mică putere, linii electrice de joasă tensiune de lungime mare.

Înainte de prezentarea propriu-zisă a sistemelor de protecție este stabilită schema de protecție împotriva electrocutărilor, pentru rețelele monofazate de 0,23 kV și pentru cele monofazate și trifazate de 1 kV. Pe baza unei analize temeinic fundamentate, rezultă ca soluție optimă schema de protecție IT, cu rețea generală de protecție.

Rețelele de acest tip vor avea deci neutrul izolat față de pământ, ceea ce va face ca punerile simple la pământ să determine curenți relativ mici, care conduc la pierderi suplimentare și suprasolicitarea izolației fazelor sănătoase, alături de creșterea riscurilor producerii de electrocutări, incendii etc. A rezultat necesitatea conceperii unui releu de protecție homopolar, destinat rețelelor de joasă tensiune cu neutrul izolat.

Pe de altă parte, scurtcircuiturile polifazate produse pe liniile de joasă tensiune construite cu conductoare izolate torsadate, având lungimi mari determină de cele mai multe ori apariția unor curenți de defect de valori relativ mici, care fac ineficiente protecțiile prin siguranțe fuzibile, ceea ce conduce la suprasolicitarea termică în regim de durată a căilor de curent (linii, transformatoare), reducerea duratei de viață a elementelor de rețea, deteriorarea contactelor, creșterea accentuată a pierderilor de energie activă respectiv a riscurilor producerii de electrocutări, incendii etc. A rezultat deci necesitatea conceperii unui releu maximal de curent cu caracteristica de timp de declanșare invers dependentă de mărimea curentului de defect, care să permită evitarea șocurilor de curent (de la pornirea motoarelor, conectarea transformatoarelor) și care să fie totodată suficient de sensibil la curenții de scurtcircuit polifazat (limitați de o impedanță de defect mare sau de impedanța mare a căilor de curent).

Rezolvarea acestor cerințe a rezultat prin aplicarea a două variante de soluții pentru structura sistemelor de protecție a rețelelor de distribuție de joasă tensiune, considerate optime din punct de vedere tehnico-economic:

#### *Varianta A. Soluția de protecție cu limitarea puterii absorbite la consumator*

Aceasta va fi structurată după cum urmează :

- Siguranțe fuzibile pe plecările de joasă tensiune, instalate în postul de transformare;
- Una sau două secționări ale liniei, realizate cu întreruptoare de joasă tensiune, declanșate de protecții maxime de curent cu caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Alte secționări ale liniei cu siguranțe fuzibile.

Realizarea acestei scheme presupune echiparea firidelor de branșament a consumatorilor cu întreruptoare de joasă tensiune, cu *protecții adecvate pentru limitarea consumului de putere*, astfel încât consumul să nu ducă la supraîncărcarea transformatorului de putere din PT.

Regimul de pseudo-suprasarcină a transformatorului de putere din post, rezultat ca urmare a unor defecte apărute în rețeaua de distribuție, va fi înlăturat prin deconectarea întreruptoarelor de secționare a liniei, la comanda unei protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent.

*Varianta B. Soluția de protecție fără limitarea puterii absorbite la consumator*

În această variantă, schema instalațiilor va fi structurată după cum urmează :

- Întreruptor pe coloana de joasă tensiune a transformatorului de putere din PT acționat de:
  - un traductor de temperatură montat în cuva transformatorului ce comandă declanșarea întreruptorului de joasă tensiune dacă temperatura uleiului depășește valoarea prescrisă;
  - un releu pentru protecția maximală de curent, având caracteristica de timp invers dependentă de curent;
- Una sau două secționări ale liniei de joasă tensiune, prevăzute cu întreruptoare declanșate de protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent;
- Alte secționări ale liniei cu siguranțe fuzibile;

Regimul de suprasarcină a transformatorului de putere din post creat de consumator va fi eliminat fie de protecțiile maxime din cutiile de secționare fie de protecția la supratemperatură din post.

Regimul de pseudo-suprasarcină a transformatorului de putere creat de defecte apărute în rețeaua de distribuție va fi înlăturat prin deconectarea întreruptoarelor de secționare a liniei la comanda unei protecții maxime de curent cu caracteristica de timp de acționare invers dependentă de curent.

Regimurile de scurtcircuit vor fi înlăturate de siguranțele fuzibile și protecțiile maxime de curent.

Tot acest concept a fost pus în practică de colectivul de specialiști din care a făcut parte și autorul acestei lucrări, sub forma unor sisteme de protecție noi, ce integrează o serie de idei și soluții originale, care și-au confirmat pe deplin eficiența după câțiva ani de exploatare.

Principalele elemente ale acestor sisteme de protecție sunt:

- releul maximal de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă – RMCTI, cu variantele sale;
- releul homopolar împotriva punerilor la pământ monofazate în rețelele de 1 kV, tip RHPP-1;

- blocurile de protecție pentru posturile de transformare și comanda secționărilor liniilor, cu variantele acestora.

Lucrarea descrie principiul de funcționare al acestora, structura, valorile mărimilor caracteristice, modul de stabilire a valorilor mărimilor reglate, respectiv alcătuirea sistemului de protecție pentru fiecare aplicație în parte.

## 7.2. Principalele contribuții originale

Cele mai importante contribuții originale ale autorului, ce se regăsesc în conținutul tezei de doctorat, sunt următoarele:

### Capitolul al 2-lea

1. Sinteza bibliografică privind principalele aspecte care fundamentează concepțiile actuale privind proiectarea, execuția și exploatarea rețelelor electrice destinate alimentării zonelor rurale caracterizate prin prezența consumatorilor mici, dispersați și/sau izolați;
2. Analiza sintetică privind structura și principiile de funcționare ale principalele tipuri de sisteme de distribuție rurale, clasificate după configurația acestora: sisteme trifazate integral respectiv sisteme mixte trifazat-monofazat;
3. Analiza comparativă a celor mai importante tipuri de structuri ale sistemelor de distribuție dezvoltate pe plan mondial: sistemul mixt cu neutrul distribuit (nord-american) respectiv cel mixt fără neutrul distribuit (vest-european);
4. Definirea soluțiilor „neconvenționale” studiate în lucrare, concepute pe baza principiului minimizării cheltuielilor de investiții, rezultate prin aplicarea a două idei principale: utilizarea de rețele monofazate, ce includ transformatoare monofazate de mică și foarte mică putere și deci linii electrice cu două conductoare, respectiv utilizarea unei a doua valori a tensiunii nominale a rețelelor de distribuție, aparținând nivelului de joasă tensiune, cea de 1 kV, prin care se obține creșterea distanțelor de distribuție a puterilor electrice de valori mici și mijlocii;
5. Definirea celor 11 variante de rețele, ce aplică soluțiile noi, neconvenționale precizate, pe care se construiește apoi întreaga

structură a lucrării, constând mai întâi în identificarea „zonelor” distanță-lungime pentru care utilizarea acestora este cea mai economică, respectiv a modului de implementare practică a acestora;

### Capitolul al 3-lea

6. Ideea și materializarea ei în metode de calcul elaborate cu scopul determinării lungimilor limită a liniilor electrice din condiția nedepășirii pierderilor maxime admisibile de tensiune;
7. Concepția algoritmului de lucru, a fișei de calcul MathCAD și aplicarea acestora la determinarea zonelor de valori pentru pierderile de tensiune și puterea activă, produse în regimuri normale de funcționare a rețelelor ce includ soluțiile „neconvenționale” ce constituie obiectul prezentei lucrări; prezentarea grafică bidimensională și tridimensională a rezultatelor obținute, interpretarea cantitativă și calitativă a acestora;
8. Concepția algoritmului de lucru, a fișei de calcul MathCAD și aplicarea acestora la calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune pentru varianta întâia de model de rețea - rețea radială cu o singură sarcină concentrată; prezentarea matricială respectiv grafică bidimensională și tridimensională a rezultatelor obținute, interpretarea cantitativă și calitativă a acestora;
9. Concepția algoritmului de lucru, a fișei de calcul MathCAD și aplicarea acestora la calculul lungimilor limită impuse de căderile admisibile de tensiune pentru varianta a 2-a de model de rețea - rețea radială cu sarcini egale, distribuite echidistant; prezentarea matricială a rezultatelor obținute, interpretarea cantitativă și calitativă a acestora;

### Capitolul al 4-lea

10. Ideea și materializarea ei într-o metodă, referitoare la determinarea lungimii maxime a unei linii electrice, rezultate prin aplicarea restricției de asigurare a condițiilor de selectivitate și sensibilitate a protecției rețelei;
11. Aplicarea metodologiei simplificate de calcul a curenților de scurtcircuit net, produs departe de generator, pe liniile electrice din componența rețelelor electrice de distribuție având în componență soluțiile „neconvenționale”;
12. Concepția structurii și caracteristicilor elementelor componente a patru zone de rețea, ce includ soluțiile „neconvenționale”, destinate

calculului curenților de scurtcircuit și analizei influenței asupra valorii acestora a mărimii puterii de scurtcircuit echivalente pe barele de medie tensiune ale stației, lungimea linie și secțiunea conductoarelor, puterii aparente nominale a transformatoarelor;

13. Fișele de calcul MathCAD pentru calculul valorilor și reprezentarea grafică a variației cu distanța dintre „sursă” și locul de producere a defectului, ale curenților de scurtcircuit, având ca parametru valoarea standardizată a secțiunii conductoarelor și dependent de puterea aparentă nominală a transformatorului de alimentare;
14. Simularea în MATLab – Simulink a celor patru zone de rețea și determinarea curenților de scurtcircuit, ce validează rezultatele obținute prin calcul analitic;
15. Aplicarea metodologiei de dimensionarea a protecției prin siguranțe fuzibile a transformatoarelor de mică putere și a liniilor alimentate din acestea, pentru toate variantele constructive analizate;
16. Analiza eficienței protecțiilor prin siguranțe fuzibile pentru toate tipurile de transformatoare de medie/joasă tensiune și joasă/joasă tensiune, din rețele trifazate și monofazate;
17. Calculul analitic al lungimilor maxime ale liniilor analizate, din condiția impunerii pragului de sensibilitate al protecției, rezultat din timpul impus de ardere al siguranțelor, pentru fiecare dintre soluțiile de dimensionare stabilite anterior;
18. Analiza comparativă a valorilor lungimilor limită, rezultate prin impunerea celor două restricții;

## Capitolul al 5-lea

19. Concepția și efectuarea studiului destinat stabilirii variantelor optime de rețele utilizate la alimentarea cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați;
20. Stabilirea configurației celor 11 variante de rețele conținând soluții „neconvenționale” și care au fost ulterior supuse selecției;
21. Stabilirea *metodei planului bidimensional de coordonate distanță-sarcină* destinat identificării practice rapide a soluției optime din punct de vedere tehnico-economic;
22. Elaborarea și aplicarea algoritmului de calcul pentru determinarea costului de construcție a fiecăreia dintre cele 11 variante și a fiecăreia dintre cele 400 subvariante ale acestora, dimensionând fiecare element de rețea în conformitate cu mărimea sarcinii și cu

restricțiile impuse de condițiile de asigurare a nivelului calității energiei electrice distribuite respectiv al siguranței în funcționarea instalațiilor;

## Capitolul al 6-lea

23. Fundamentarea alegerii schemei de protecție împotriva electrocutărilor de tip IT cu rețea generală de protecție pentru rețelele monofazate de 0,23 kV și pentru cele monofazate și trifazate de 1 kV;
24. Stabilirea funcțiilor și elementelor principale ale noilor sisteme de protecție, în cele două variante: cu respectiv fără limitarea puterii absorbite la consumator;
25. Releul maximal de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă – RMCTI, cu 17 caracteristici de acționare, în variantele monofazată (RMCTI-1) respectiv trifazată (RMCTI-3);
26. Traductorul de curent de construcție specială, tip Tc-PMCTI, asociat releului RMCTI;
27. Transformatorul de servicii proprii de tip TSP-BPCS pentru alimentarea releului RMCTI;
28. Releul homopolar împotriva punerilor la pământ monofazate în rețelele de 1 kV, tip RHPP-1;
29. Bloc de protecție pentru posturile de transformare și comanda secționărilor liniilor, cu variantele:
  - bloc de protecție pentru comanda secționării LEA de 0,4 kV (trifazate) respectiv 0,23 kV (monofazate) construite cu conductoare izolate torsadate - tip BPCS-3 respectiv BPCS-1;
  - bloc de protecție pentru comanda secționării LEA de 1 kV trifazate respectiv monofazate construite cu conductoare izolate torsadate - tip BPCS-3-1 kV respectiv BPCS-1-1 kV;
  - bloc de protecție pentru posturile de transformare trifazate: PTA 20/0,4 kV, 20/1 kV, 0,4/1 kV, 1/0,4 kV, respectiv monofazate: PTA 20/0,23 kV, 20/1 kV, 1/0,23 kV - tip BPCS-3; BPCS-3-1 kV respectiv BPCS-1, BPCS-1-1 kV.



În încheierea acestei lucrări consider necesară precizarea că soluțiile fundamentate în lucrare, vizând atât structura și caracteristicile circuitelor primare cât și funcțiile, performanțele și structura circuitelor de comandă și protecție, se regăsesc aplicate în instalațiile aflate în exploatarea Enel Distribuție Banat, UTR Deva. Elemente ale sistemelor de protecție originale, mai precis releul maximal de curent cu caracteristică de timp invers dependentă de curent – RMCTI, releul de curent homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ în rețelele de 1 kV – RHPP, blocurile de protecție pentru comanda secționărilor BPCS 3 – 0,4 kV și 1 kV, au fost omologate la nivelul S.C. Electrica S.A. (anterior privatizării), având la bază standardele de firmă aferente. De asemenea, aceste produse, existente în catalogul AISE Deva, se află pe lista produselor aprobate de către compania S.C. Electrica S.A., pentru utilizare în instalațiile proprii.

De asemenea, trebuie menționat că o serie de elemente cu caracter de originalitate, ce intră în componența acestor sisteme de protecție, constituie în prezent obiectul procedurilor specifice, demarate de către colectivul de autori, pentru obținerea certificării priorității la nivel internațional și a protecției proprietății intelectuale.

Rezultatelor cercetărilor obținute de autor în soluționarea problematicii complexe, asociate implementării practice a soluțiilor neconvenționale integrate pentru rețelele electrice de distribuție destinate alimentării consumatorilor mici și dispersați, au fost publicate în reviste de specialitate [56, 57, 58], [64, 65, 66, 67, 68, 69, 70], sau cu prilejul unor manifestări științifice de prestigiu ale energiei românești [71, 72, 83, 84, 92]. De asemenea, ca o recunoaștere a creativității în plan profesional, trebuie amintite brevetele de invenție (patente) obținute deja de autor, ca parte a unui colectiv de specialiști, pentru soluții originale aplicate în sistemele de protecție ale rețelelor electrice de distribuție [32, 33, 34], recunoscute internațional prin indexare Derwent și ISI Thomson Reuters.

Consider că analizele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid perspectiva unei continuări și aprofundări a cercetărilor, cu scopul optimizării soluțiilor, care din neconvenționale trebuie să se transforme în clasice, prin generalizare. În acest sens sunt necesare:

- Concepția și aplicarea unor instrumente software performante pentru selecția soluției optime din punct de vedere tehnico-economic, pentru alimentarea cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați, prin dezvoltarea rețelelor existente;

- Concepția, proiectarea, construcția și omologarea unor variante digitale pentru releele și sistemele de protecție, care să se alinieze conceptului descris în teză;
- Analiza structurii unor soluții care să includă generarea distribuită prin utilizarea resurselor regenerabile, aplicabile în zona de interes.

## BIBLIOGRAFIE

- [1] \*\*\* PE 501-85, *Normativ pentru proiectarea instalațiilor de protecție prin relee și automatizări*, ANRE București;
- [2] \*\*\* I7 - 85, *Normativ privind proiectarea și executarea instalațiilor electrice la consumatori cu tensiuni până la 1000 V*, ANRE București;
- [3] \*\*\* 1RE - Ip 45 - 90, *Îndreptar de proiectare a protecțiilor prin relee și siguranțe fuzibile în posturile de transformare și în rețeaua de joasă tensiune*, ANRE București;
- [4] \*\*\* 1RE - Ip 30 - 90, *Îndreptar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ*, ANRE București;
- [5] \*\*\* 3.1.RE – I15 - 95, *Instrucțiuni privind calibrarea, înlocuirea și evidența siguranțelor fuzibile*, ANRE București;
- [6] \*\*\* *Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție*, ANRE București, 2000 ;
- [7] \*\*\* NTE 006/06/00, *Normativ pentru metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea sub 1 kV*, ANRE București;
- [8] \*\*\* PE 132/2003, *Normativ de proiectare a rețelelor electrice de distribuție publică*, ANRE București;
- [9] \*\*\* PE 106/2003, *Normativ pentru executarea și proiectarea LEA de joasă tensiune*, ANRE București;
- [10] \*\*\* *Consulting/FAQ for protection of power transformers. SIBA fuses*;
- [11] \*\*\* *Engineer's Relay Handbook, 5<sup>th</sup> edition*, Relay and Switch Industry Association, Arlington, 2009;
- [12] \*\*\* *IEEE Guide for safety in AC Substation grounding*, ANSI-IEEE-80, 1986;

- [13] \*\*\* IEEE Working Group on Distribution Protection, *Distribution Line Protection Practices Industry Survey Results*, IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 10, no. 1, pp. 176-186, January, 1995;
- [14] \*\*\* *Low-Voltage Fault Protection*, Maxim Integrated Products, maxim-ic.com, 2003;
- [15] \*\*\* *Reducing the Cost of Grid Extension for Rural Electrification*, NRECA International, Ltd. February 2000, for UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme;
- [16] \*\*\* *Rural Electrification*, www.ruralpower.org;
- [17] \*\*\* *Sigurante fuzibile de înaltă tensiune*, Catalog ELECTROPUTERE Craiova;
- [18] \*\*\* *The Welfare Impact of Rural Electrification – A Reassessment of the Costs and Benefits*, web.worldbank.org, 2009;
- [19] \*\*\* *The challenge of rural energy poverty in developing countries*, World Energy Council, October 1999, worldenergy.org;
- [20] Bergeron, R., Slimani, K., Lamarche, L., Cantin, B., *New Architecture of the Distribution System Using Electronic Transformer*, ESMO-2000, Panel on Distribution Transformer, Breakers, Switches and Arresters, 2000;
- [21] Brooking, T., R., Janse Van Rensburg, N., Fourie, R., J., *The improved utilization of existing rural networks with the use of intermediate voltage and single wire earth return systems*, 0-7803-0835-2/92, 1992, IEEE;
- [22] Buhuș, P., Comănescu, Gh., *Studiu privind soluțiile optime de dezvoltare ale rețelelor electrice de distribuție în condițiile utilizării lor intensive și eficiente din punct de vedere economic*, București, 1986;
- [23] Buta, A., Pană, A., *Simetrizarea sarcinii rețelelor electrice de distribuție*, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2000;
- [24] Carr, J., McCall., L., V., *Divergent Evolution and Resulting Characteristics Among the World's Distribution Systems*, IEEE transactions on Power Delivery, vol. 7, no. 3, pp. 1601-9, July 1992;

- [25] Carrive, P., *Réseaux de distribution. Structure et planification*, D4210, Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie électrique, EdF, Paris, 1992;
- [26] Centea, O., *Protecția instalațiilor electrice de joasă tensiune*, Editura Tehnică, București, 1982;
- [27] Chapman, N., *When One Wire is Enough*, Transmission and Distribution World, April 2001, Volume 53. No. 4. Page 56;
- [28] Dahman, S.A., *La dynamique du développement local des zones enclavées: entre normes techniques et légitimité institutionnelle*, Aziz Iraki *Développement rural, pertinence des territoires et gouvernance* (Institut National d'Aménagement et d'Urbanisme et RELOR, Rabat, 2005) ;
- [29] Doig, A., *Off grid electricity for developing countries*, IEE Review, January 1999;
- [30] Eremia, M., Trecat, J., Germond, A., *Reseaux electriques. Aspects actuels*, Editura Tehnică, București, 2000;
- [31] Eremia, M., *Electric Power Systems, Vol. I - Electric Networks*, Editura Academiei Române, București, 2006;
- [32] Galea, M., **Mârza, F.**, Coli, I., Baci, I., *Medium voltage e.g. overhead lines digital current relay detecting defects underground has an adapting transformer and two final relay sections*, Patent No.. RO119913-B1/30 May 2005, Derwent Primary Accession Number: 2005-568503[58], International Patent Classification (IPC): H02H-003/16, Derwent Innovations Index, ISI Thomson Reuters Index;
- [33] Galea, M., **Mârza, F.**, Coli, I., Baci, I., *Digital homo-polar current directional relay for selective protection of e.g. medium voltage overhead power lines against phase and earth defects*, Patent No.. RO119914-B1/30 May 2005, Derwent Primary Accession Number: 2005-560391[57], International Patent Classification (IPC): H02H-003/16, Derwent Innovations Index, ISI Thomson Reuters Index;

- [34] Galea, M., **Mârza, F.**, Coli, I., Baci, I., *Medium voltage power networks transient defects switch control block has a homo-polar voltage relay and electronic current and intermediate relays*, Patent No.. RO119915-B1/30 May 2005, Derwent Primary Accession Number: 2005-568504[58], International Patent Classification (IPC): H02H-003/16, Derwent Innovations Index, ISI Thomson Reuters Index;
- [35] Geambașu, Cristiana, Ioan, Ștefania, Hurdubețiu, S., **Mârza, F.**, *Modern techniques for risk evaluation for nuclear power station H.V. substations*", Proceedings of The 11<sup>th</sup> International Conference on Nuclear Engineering, ICONE 11, Tokyo, Japan, 2003;
- [36] Gers, J., Holmes, T., *Protection of Electricity Distribution Networks*, The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2005;
- [37] Gheju, P., Dușă, V., *Scurtcircuite în instalațiile electrice*, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2004;
- [38] Gibergues, B., Bouquet, C., Lecoq, M., *Doctrine, méthodes et outil pour l'étude du développement des réseaux de distribution*, UPDEA/CIREN - 1988;
- [39] Glachant, J.M., Saussier, S., Sacaplan, R., Levy, G., Lopez, R., *Etude de l'économie de la gestion des réseaux publics de distribution d'électricité*, Federation Nationale des Collectivités et Régions - FNCCR, France, 2006 ;
- [40] Goia, M., L., Coroiu, N., *Soluție neconvențională de alimentare a consumatorilor monofazați de mică putere*, Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Power Systems Conference, Timișoara, 6-8 November, 2003, Romania, pp 247-254;
- [41] Gros, M., Righetta, P., *Reseaux de distribution. Exploitation*, D4230 Techniques de l'Ingenieur, Traite de Genie Electrique, EdF, Paris, 1992;
- [42] Gullberg, Monica, Katyega, M., Kjellström, B., *Local Management of Rural Power Supply in Tanzania: Experiences from the First Pilot Project in Urambo, July 1994 - August 1997*, Stockholm Environment Institute, June 1998;

- [43] Hazi, Gh., Solomon, P., Hazi, A., *The Supply for Insulated Rural Consumers*, WEC Regional Energy Forum – FOREN 2004, Neptun, Romania, 13-17 June 2004, CD ROM;
- [44] Hazi, Gh., Hazi, A., *Conditions for Efficient Use of the 1000 V Energy Distribution*, Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Conference on Electromechanical and Power Systems, October 4-6 2007, Chisinau, Rep. Moldova, pp. 378-384;
- [45] Inversin, A., R., *New Designs for Rural Electrification: Private-Sector Experiences in Nepal*, National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), 1994, Arlington, Virginia;
- [46] Inversin, A., R., *Off-grid Rural Electrification: Summary, Analysis, and Recommendations Following Field Visits to Lao P.D.R., February-March 1997*, prepared for the World Bank, March 25, 1997;
- [47] Ioan, Ștefania, Geambașu, Cristiana, Hurdubețiu, S., **Mârza, F.**, Marin, Șt., Mocanu, M., *Modern techniques for risk evaluation for nuclear power station H.V. substations* – Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and medium Electricity Grids, Dubrovnik, Croatia, 16-20 June, 2002;
- [48] Ionescu, T., G., POP, Olga, *Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice*, Editura Tehnică, București, 1998;
- [49] Iordache, Mihaela, Costinaș, Sorina, Comănescu, Gh., *Ameliorarea calității tensiunii la consumatori prin implementarea treptei de 1 kV în rețelele de distribuție*, Volumul de lucrări al celui de al III-lea Simpozion Național Calitatea Energiei Electrice, Târgoviște, 8-9 decembrie, 1999, pp. 281-285;
- [50] Jones, A., I., Smith, B., E., Ward, D., J., *Considerations for Higher Voltage Distribution*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, no. 2, April 1992, pp. 782-788,;
- [51] Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J., Lohjala, J., Sahko, S., *Experiences of using the 1 kV three phase supply in rural electricity distribution*, Proceedings of the IEEE Rural Electric Power Conference, 9-11 April 2006, Albuquerque, New Mexico, pp. 1-6.;



- [52] Kaipia, T., Solonen, P., Lassila, J., Partanen, J., *Application of Low Voltage DC – Distribution System – A Techno – Economical Study*, Proceedings of the 19<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution, Vienna, 21-24 May 2007, paper 0464, 4p.;
- [53] Kersting, W., H., *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press, Florida, 2002;
- [54] Kivikko, K., Makinen, A., Verho, P., Lassila, J., Viljainen, S., Honkapuro, S., Partanen, J., *Outage Cost Modeling for Reliability Based Network Planning and Regulation of Distribution Companies*, Proceedings of the DPSP Conference, Amsterdam, Netherlands, April 2004, 4p.;
- [55] Leconte, C., *Exemple de realization d'un réseau monophasé entre deux phases pour l'électrification d'un zone rurale a faible densité de population*, RGE, no. 7-8, 1985, pp. 502-508;
- [56] Lixandru, I., Galea, M., **Mârza, F.**, *Protecții destinate rețelelor de 1 kV cu conductoare torsadate, folosite pentru alimentarea consumatorilor din zone montane slab populate*, Volumul de lucrări al Simpozionului Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic - SIG 2001, ediția a XVII-a, Deva, 26-28 Septembrie, 2001, pp.: 471-476;
- [57] Lixandru, I., Galea, M., **Mârza, F.**, *Soluții pentru protecția sistemelor de alimentare cu energie electrică care utilizează tensiunea de 1 kV*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [58] Lixandru, I., Galea, M., **Mârza, F.**, *Protecția rețelelor aeriene de joasă tensiune lungi*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [59] Lohjala, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J., *Overview to economical efficiency of 1000 V low voltage distribution systems*, Proceedings of the NORDAC Conference, Espoo, August 2004, Finland, 18 p.;
- [60] Lohjala, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J., Jarventausta, P., *Potentiality and effects of the 1 kV low voltage distribution system*, Proceedings of IEEE International Conference on Future Power Systems, 16-18 November, 2005, Amsterdam, Netherlands, 6p.;

- [61] Lohjala, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J., *The Three Voltage Level Distribution Using the 1000 V Low Voltage Systems*, Proceedings of the 18<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June, 2005, 5p.;
- [62] Marboeuf, G., Turpain, J.-C., *Conception économique de réseaux pour l'électrification rurale*, Congrès UPDEA de Niamey et Abidjan, Septembre 1998;
- [63] Massé, R., Conan, H., *Distribution de l'électricité en zone periurbaine dans les pays en développement: Note de synthèse*, GRET, APAVE and BURGEAP, France, January 1997 ;
- [64] **Mârza, F.**, Lixandru, I., *Soluții de alimentare a consumatorilor izolați folosind rețele torsadate de 1 kV. Sisteme de protecție*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2002;
- [65] **Mârza, F.**, Lixandru, I., *Soluții de reabilitare a zonelor cu pierderi comerciale mari de energie electrică folosind protecția la întreruperea nulului și curenții accidentali de defect la pământ*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2002;
- [66] **Mârza, F.**, Pliuță, C., Jianu, V., *Considerații privitoare la o soluție de alimentare a consumatorilor amplasați în zone izolate*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2002;
- [67] **Mârza, F.**, Băiceanu, L., *SCADA Realizations of Deva Power Distribution Branch*, Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Power Systems Conference, 3-4 Nov., 2005, Timișoara, Romania, pp. 339-344;
- [68] **Mârza, F.**, Galea, M., *Creșterea observabilității în rețelele de medie tensiune prin folosirea declanșatorului cu percutor asociat cu blocuri de protecție alimentate din curentul de defect*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [69] **Mârza, F.**, Galea, M., *Înteruptorul șunt, o soluție modernă de eliminare a defectelor trecătoare în rețelele de medie tensiune. Bloc de comandă*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [70] **Mârza, F.**, Popa, C., *Optimizarea soluțiilor de protecție prin rele în rețelele de medie tensiune legate la pământ prin rezistor, pentru reducerea cheltuielilor cu prizele de pământ*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;

- [71] **Mârza, F.**, Băiceanu, L., *Metodă de modelare și analiză armonică a unei rețele de medie tensiune*, Volumul de lucrări al Simpozionului Național de Calitatea Energiei Electrice, CEE 2001, Ediția a IV-a, Târgoviște, 4-5 Octombrie 2001, pp. 177-182;
- [72] **Mârza, F.**, Cazan, C., Pliuță, C., Galea, M., Băiceanu, L., *Concepte și realizări SDFEE Deva vizând sporirea observabilității în rețelele de medie tensiune, prin generalizarea protecțiilor digitale, integrare SCADA și înlocuirea automatizărilor de sistem neperformante*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, Ediția a XVII-a, SIG 2001, Deva, 26-28 Septembrie 2001, pp. 353-363;
- [73] Meliopoulos, A., P., S., Kennedy, J., Nucci, C., A., Borghetti, A., Contaxis, G., *Power Distribution Practices in USA and Europe: Impact on Power Quality*, 8<sup>th</sup> International Conference on Harmonics and Quality of Power, 1998;
- [74] Messenger, P., *Solution techniques et économiques pour l'électrification rurale*, EdF – Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches, Série B, 1990;
- [75] Michelon, B., Nejmi, A., Ghali, J., Saidi, D., Bolay, J., *Electrification of isolated areas by interconnecting renewable sources: a sustainable approach*, Proceedings on International Conference on Clean Electrical Power, Capri, May 21-23, 2007, pp. 33-40;
- [76] Michelon, B., Nejmi, A., Ghali, J., Saidi, D., Bolay, J., *Electrification of isolated areas by interconnecting renewable sources (ERD research – action project): lessons learned*, Proceedings of the Second IASTED Africa Conference, Power and Energy Systems, September 8-10, 2008, Gaborone, Botswana, pp. 151-156;
- [77] Moore, T., *Electrification and global sustainability*, EPRI Journal, January 1998;
- [78] Murray, D., *Ground-Fault Relay Protection Schemes*, Penton Business Media Inc., ecmweb.com, 2009;
- [79] Murthy, R., Raju, R., *Electrical energy loss in rural distribution feeders – a case study*, ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 4, No. 2, April 2009, pp. 33-37;

- [80] Nahman, J., Spiri, J., *Optimal planning of rural medium voltage distribution networks*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, Issue 8, Nov. 1997, pp. 549-556;
- [81] Nguyen, H., V., Burke, J., J., Benchluch, S., *Rural Distribution System Design Comparison*, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000;
- [82] Oudalov, Al., Fidigatti, A., *Adaptive Network Protection in Microgrids*, International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 4, Number 3 (2009), pp. 201-225;
- [83] Pană, A., Băloi, Al., **Mârza, F.**, *Technical considerations regarding some unconventional electrification solutions. Part I: Determination of limit length constrained by maximal admissible voltage losses*, Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Power Systems Conference, 22-23 Nov., 2007, Timișoara, Romania, pp. 481-490;
- [84] Pană, A., Băloi, Al., **Mârza, F.**, *Technical considerations regarding some unconventional electrification solutions. Part II: Determining the limit lengths imposed by the sensitivity of protections*, Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Power Systems Conference, 22-23 Nov., 2007, Timișoara, Romania, pp. 491-503;
- [85] Persoz, H., Lemoine, J-C., Sapet, R., Santucci, G., - *La planification des réseaux électriques*, Ed. Eyrolles, Paris, 1984, pp. 423;
- [86] Poată, A., Arie., A., Crișan, O., Eremia, M., Alexandrescu, V., Buta, A., *Transportul și distribuția energiei electrice*, Editura Didactică și Pedagogică , București, 1981;
- [87] Seip, G., *Electrical Installations Handbook*, Third Edition, Publicis MCD Verlag , Munich, 2000;
- [88] Short, T., A., *Electric Power Distribution - handbook*, CRC Press, Florida, 2004;
- [89] Tăbăcaru, V., Harabagiu, Georgeta, Cristian, C., *Considerații privind selectivitatea protecțiilor unui transformator de putere dintr-un post de transformare aerian*, Volumul de lucrări al Simpozionului Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic - SIG 2005, ediția a XIX-a, Deva, 28-30 Septembrie, 2005, pp. 390-400;

- [90] Thirault, D., Bésanger, Y., Hadjsaid, N., Almeida, A., Huard, G., *Cost estimation of different electric systems for rural areas in developing countries*, proposed at the IEEE PES Summer Meeting Conference July 21-25, 2002, Chicago, USA;
- [91] Ulseth, S., Arntsen, J., *Norwegian development assistance to rural electrification – Best practice guide for planning*, Norwegian Agency for Development Cooperation – NORAD Report, October 13, 2009;
- [92] Vatră, F., Poida Ana, **Mârza, F.**, Cazan, C., Băiceanu, L., *Realizarea unui sistem SCADA performant pentru teleconducerea stațiilor de 110 kV / MT din gestiunea SDFEE Deva*, Al V-lea Simpozion Național de Informatică și Telegestiune în Energetică, SIE 2004, Sibiu, 10-12 Noiembrie, pp. 286-291;
- [93] Willis, H., L., *Power Distribution Planning Reference Book*, Marcel Dekker, New York, 1997;

## SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

- [1] Galea, M., **Mârza, F.**, Coli, I., Baci, I., *Medium voltage e.g. overhead lines digital current relay detecting defects underground has an adapting transformer and two final relay sections*, Patent No.. RO119913-B1/30 May 2005, Derwent Primary Accession Number: 2005-568503[58], International Patent Classification (IPC): H02H-003/16, Derwent Innovations Index, ISI Thomson Reuters Index;
- [2] Galea, M., **Mârza, F.**, Coli, I., Baci, I., *Digital homo-polar current directional relay for selective protection of e.g. medium voltage overhead power lines against phase and earth defects*, Patent No.. RO119914-B1/30 May 2005, Derwent Primary Accession Number: 2005-560391[57], International Patent Classification (IPC): H02H-003/16, Derwent Innovations Index, ISI Thomson Reuters Index;
- [3] Galea, M., **Mârza, F.**, Coli, I., Baci, I., *Medium voltage power networks transient defects switch control block has a homo-polar voltage relay and electronic current and intermediate relays*, Patent No.. RO119915-B1/30 May 2005, Derwent Primary Accession Number: 2005-568504[58], International Patent Classification (IPC): H02H-003/16, Derwent Innovations Index, ISI Thomson Reuters Index;
- [4] Geambașu, Cristiana, Ioan, Ștefania, Hurdubețiu, S., **Mârza, F.**, *Modern techniques for risk evaluation for nuclear power station H.V. substations"*, Proceedings of The 11<sup>th</sup> International Conference on Nuclear Engineering, ICONE 11, Tokyo, Japan, 2003;

- [5] Ioan, Ștefania, Geambașu, Cristiana, Hurdubețiu, S., **Mârza, F.**, Marin, Șt., Mocanu, M., *Modern techniques for risk evaluation for nuclear power station H.V. substations – Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference on Nuclear Option in Countries with Small and medium Electricity Grids*, Dubrovnik, Croatia, 16-20 June, 2002;
- [6] Lixandru, I., Galea, M., **Mârza, F.**, *Protecții destinate rețelelor de 1 kV cu conductoare torsadate, folosite pentru alimentarea consumatorilor din zone montane slab populate*, Volumul de lucrări al Simpozionului Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic - SIG 2001, ediția a XVII-a, Deva, 26-28 Septembrie, 2001, pp.: 471-476;
- [7] Lixandru, I., Galea, M., **Mârza, F.**, *Soluții pentru protecția sistemelor de alimentare cu energie electrică care utilizează tensiunea de 1 kV*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [8] Lixandru, I., Galea, M., **Mârza, F.**, *Protecția rețelelor aeriene de joasă tensiune lungi*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [9] **Mârza, F.**, Lixandru, I., *Soluții de alimentare a consumatorilor izolați folosind rețele torsadate de 1 kV. Sisteme de protecție*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2002;
- [10] **Mârza, F.**, Lixandru, I., *Soluții de rehabilitare a zonelor cu pierderi comerciale mari de energie electrică folosind protecția la întreruperea nulului și curenții accidentali de defect la pământ*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2002;
- [11] **Mârza, F.**, Pliuță, C., Jianu, V., *Considerații privitoare la o soluție de alimentare a consumatorilor amplasați în zone izolate*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2002;
- [12] **Mârza, F.**, Băiceanu, L., *SCADA Realizations of Deva Power Distribution Branch*, Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Power Systems Conference, 3-4 Nov., 2005, Timișoara, Romania, pp. 339-344;



- [13] **Mârza, F.**, Galea, M., *Creșterea observabilității în rețelele de medie tensiune prin folosirea declanșatorului cu percutor asociat cu blocuri de protecție alimentate din curentul de defect*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [14] **Mârza, F.**, Galea, M., *Întreprătorul șunt, o soluție modernă de eliminare a defectelor trecătoare în rețelele de medie tensiune. Bloc de comandă*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [15] **Mârza, F.**, Popa, C., *Optimizarea soluțiilor de protecție prin rele în rețelele de medie tensiune legate la pământ prin rezistor, pentru reducerea cheltuielilor cu prizele de pământ*, Buletin informativ, Electrica SDFEE Banat, 2003;
- [16] **Mârza, F.**, Băiceanu, L., *Metodă de modelare și analiză armonică a unei rețele de medie tensiune*, Volumul de lucrări al Simpozionului Național de Calitatea Energiei Electrice, CEE 2001, Ediția a IV-a, Târgoviște, 4-5 Octombrie 2001, pp. 177-182;
- [17] **Mârza, F.**, Cazan, C., Pliuță, C., Galea, M., Băiceanu, L., *Concepte și realizări SDFEE Deva vizând sporirea observabilității în rețelele de medie tensiune, prin generalizarea protecțiilor digitale, integrare SCADA și înlocuirea automatizărilor de sistem neperformante*, Simpozionul Național Siguranța în Funcționare a Sistemului Energetic, Ediția a XVII-a, SIG 2001, Deva, 26-28 Septembrie 2001, pp. 353-363;
- [18] Pană, A., Băloi, Al., **Mârza, F.**, *Technical considerations regarding some unconventional electrification solutions. Part I: Determination of limit length constrained by maximal admissible voltage losses*, Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Power Systems Conference, 22-23 Nov., 2007, Timișoara, Romania, pp. 481-490;
- [19] Pană, A., Băloi, Al., **Mârza, F.**, *Technical considerations regarding some unconventional electrification solutions. Part II: Determining the limit lengths imposed by the sensitivity of protections*, Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Power Systems Conference, 22-23 Nov., 2007, Timișoara, Romania, pp. 491-503;

- [20] Vatră, F., Poida Ana, **Mârza, F.**, Cazan, C., Băiceanu, L., *Realizarea unui sistem SCADA performant pentru teleconducerea stațiilor de 110 kV / MT din gestiunea SDFEE Deva*, Al V-lea Simpozion Național de Informatică și Telegestiune în Energetică, SIE 2004, Sibiu, 10-12 Noiembrie, pp. 286-291;

**Anexa 1**

**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă  
cazul:  
LEA 0,23 kV, monofazată, conductoare neizolate (2 cond.)**

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 0.95 \quad X0 := \begin{pmatrix} 0.3778 \\ 0.3633 \\ 0.3523 \\ 0.3417 \\ 0.3223 \end{pmatrix} \cdot 0.97 \quad Pc := \begin{pmatrix} 1200 \\ 1400 \\ 1600 \\ 1800 \\ 2000 \end{pmatrix} \text{ W}$$

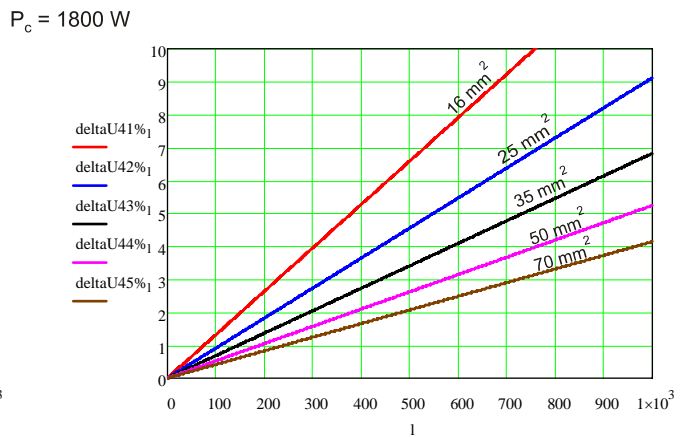
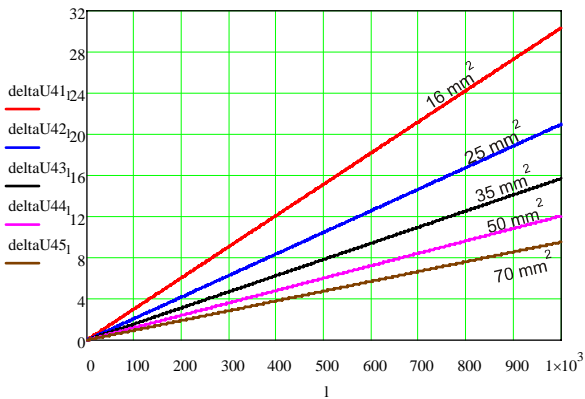
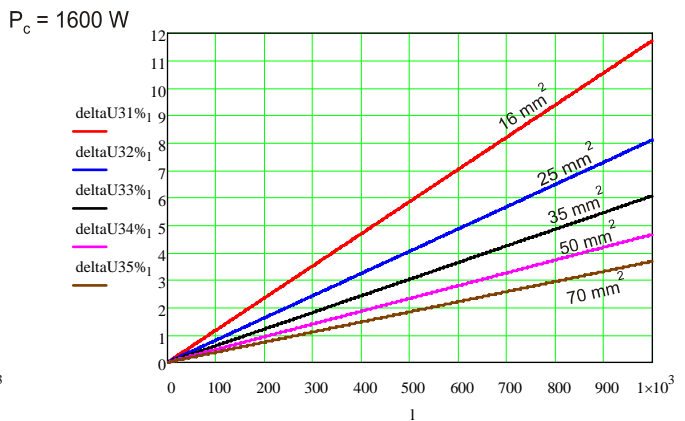
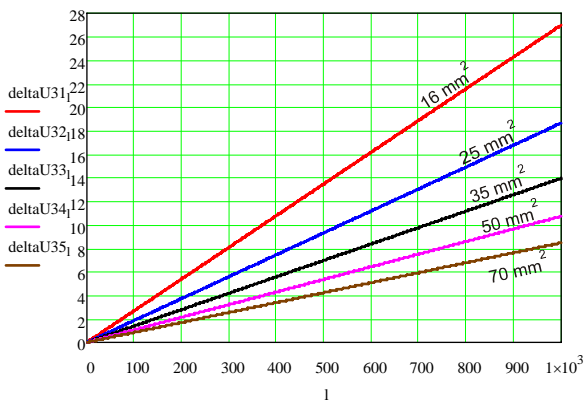
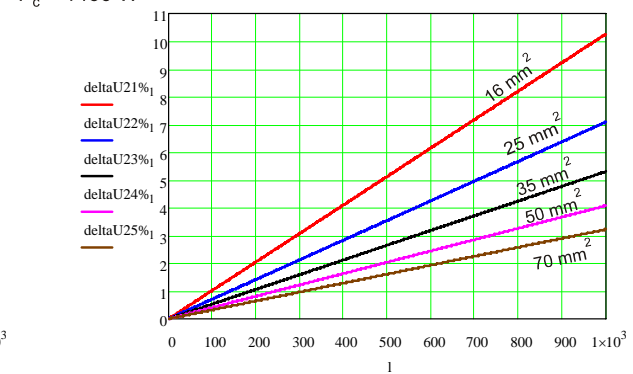
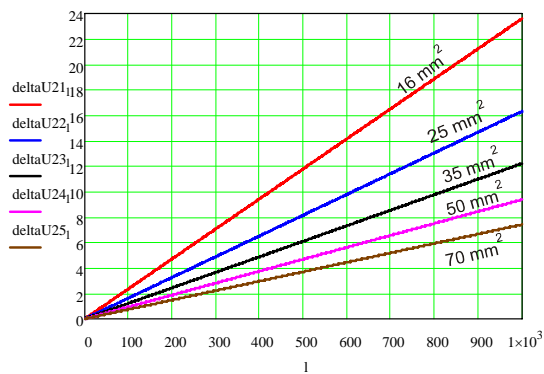
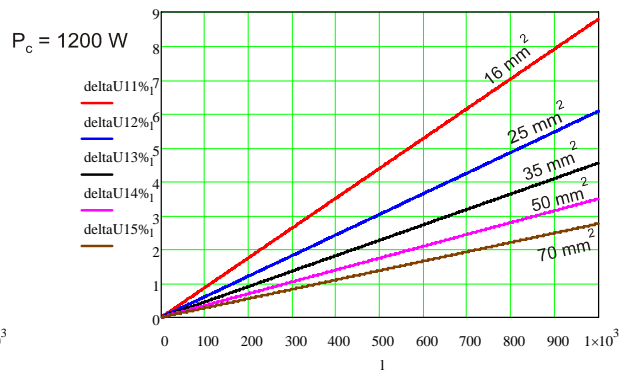
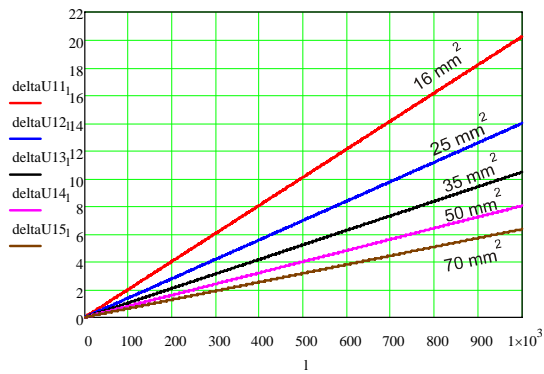
$$i := 1..5 \quad j := 1..5 \quad U1 := 230 \text{ V} \quad u_{i,j} := 23 \text{ V}$$

$$Qc_{i,1} := Pc_{i,1} \cdot \tan(\text{acos}(0.85)) \quad I_{\text{max}} := 1..1000 \quad p := \frac{100}{U1}$$

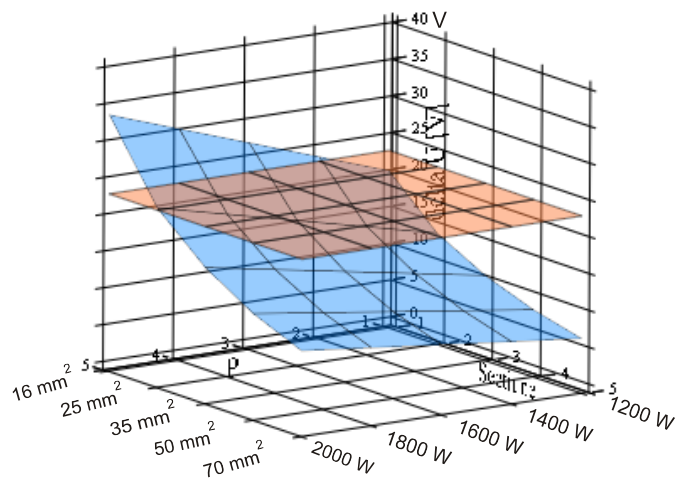
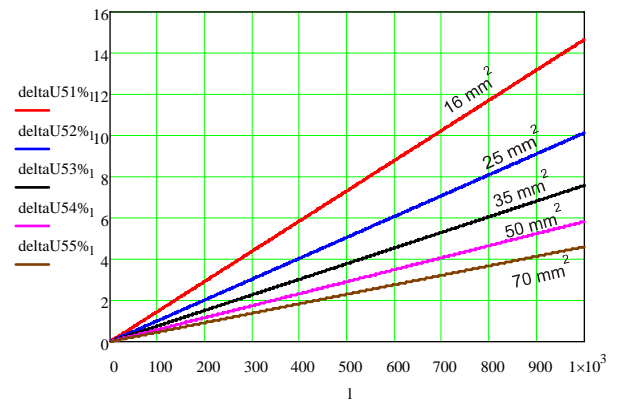
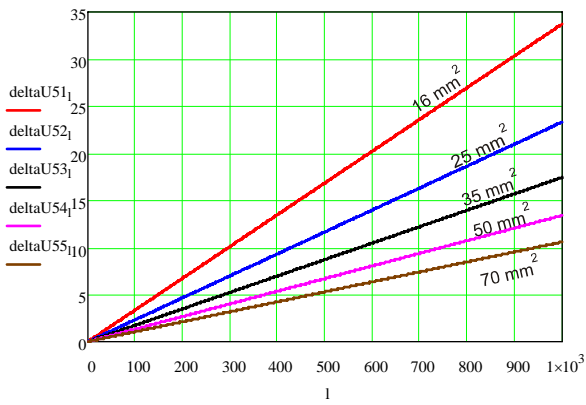
$$\Delta U (l) := \begin{pmatrix} \frac{Pc_1 \cdot R0_1 + Qc_1 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_2 + Qc_1 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_3 + Qc_1 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_4 + Qc_1 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_5 + Qc_1 \cdot X0_5}{U1} \\ \frac{Pc_2 \cdot R0_1 + Qc_2 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_2 + Qc_2 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_3 + Qc_2 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_4 + Qc_2 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_5 + Qc_2 \cdot X0_5}{U1} \\ \frac{Pc_3 \cdot R0_1 + Qc_3 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_2 + Qc_3 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_3 + Qc_3 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_4 + Qc_3 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_5 + Qc_3 \cdot X0_5}{U1} \\ \frac{Pc_4 \cdot R0_1 + Qc_4 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_2 + Qc_4 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_3 + Qc_4 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_4 + Qc_4 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_5 + Qc_4 \cdot X0_5}{U1} \\ \frac{Pc_5 \cdot R0_1 + Qc_5 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_2 + Qc_5 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_3 + Qc_5 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_4 + Qc_5 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_5 + Qc_5 \cdot X0_5}{U1} \end{pmatrix} \cdot 2.1 \cdot 10^{-3}$$

$$\begin{aligned} \text{deltaU11}_1 &:= \Delta U (l)_{1,1} & \text{deltaU12}_1 &:= \Delta U (l)_{1,2} & \text{deltaU13}_1 &:= \Delta U (l)_{1,3} & \text{deltaU14}_1 &:= \Delta U (l)_{1,4} & \text{deltaU15}_1 &:= \Delta U (l)_{1,5} \\ \text{deltaU21}_1 &:= \Delta U (l)_{2,1} & \text{deltaU22}_1 &:= \Delta U (l)_{2,2} & \text{deltaU23}_1 &:= \Delta U (l)_{2,3} & \text{deltaU24}_1 &:= \Delta U (l)_{2,4} & \text{deltaU25}_1 &:= \Delta U (l)_{2,5} \\ \text{deltaU31}_1 &:= \Delta U (l)_{3,1} & \text{deltaU32}_1 &:= \Delta U (l)_{3,2} & \text{deltaU33}_1 &:= \Delta U (l)_{3,3} & \text{deltaU34}_1 &:= \Delta U (l)_{3,4} & \text{deltaU35}_1 &:= \Delta U (l)_{3,5} \\ \text{deltaU41}_1 &:= \Delta U (l)_{4,1} & \text{deltaU42}_1 &:= \Delta U (l)_{4,2} & \text{deltaU43}_1 &:= \Delta U (l)_{4,3} & \text{deltaU44}_1 &:= \Delta U (l)_{4,4} & \text{deltaU45}_1 &:= \Delta U (l)_{4,5} \\ \text{deltaU51}_1 &:= \Delta U (l)_{5,1} & \text{deltaU52}_1 &:= \Delta U (l)_{5,2} & \text{deltaU53}_1 &:= \Delta U (l)_{5,3} & \text{deltaU54}_1 &:= \Delta U (l)_{5,4} & \text{deltaU55}_1 &:= \Delta U (l)_{5,5} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{deltaU11\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU11}_1 & \text{deltaU12\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU12}_1 & \text{deltaU13\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU13}_1 & \text{deltaU14\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU14}_1 & \text{deltaU15\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU15}_1 \\ \text{deltaU21\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU21}_1 & \text{deltaU22\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU22}_1 & \text{deltaU23\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU23}_1 & \text{deltaU24\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU24}_1 & \text{deltaU25\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU25}_1 \\ \text{deltaU31\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU31}_1 & \text{deltaU32\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU32}_1 & \text{deltaU33\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU33}_1 & \text{deltaU34\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU34}_1 & \text{deltaU35\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU35}_1 \\ \text{deltaU41\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU41}_1 & \text{deltaU42\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU42}_1 & \text{deltaU43\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU43}_1 & \text{deltaU44\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU44}_1 & \text{deltaU45\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU45}_1 \\ \text{deltaU51\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU51}_1 & \text{deltaU52\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU52}_1 & \text{deltaU53\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU53}_1 & \text{deltaU54\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU54}_1 & \text{deltaU55\%}_1 &:= p \cdot \text{deltaU55}_1 \end{aligned}$$



$P_c = 2000 \text{ W}$



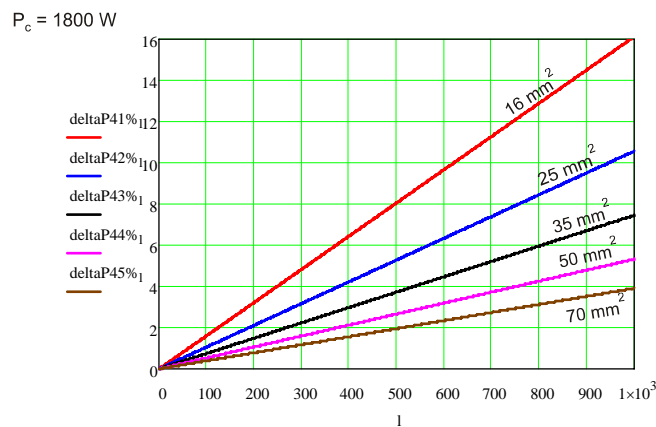
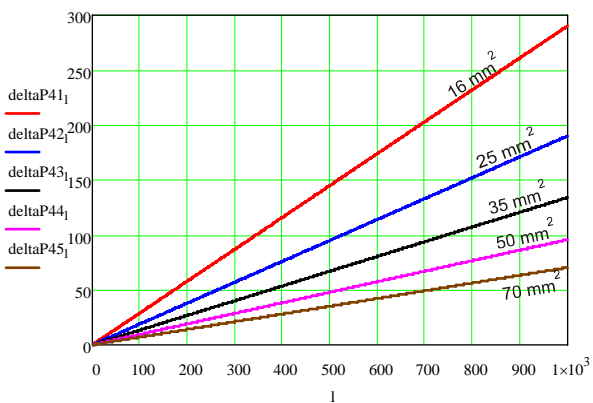
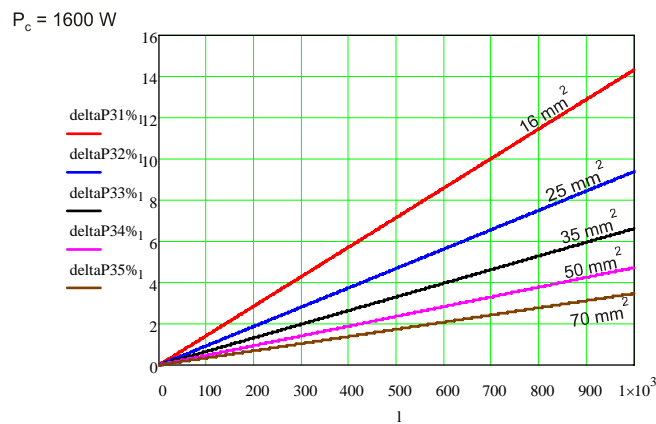
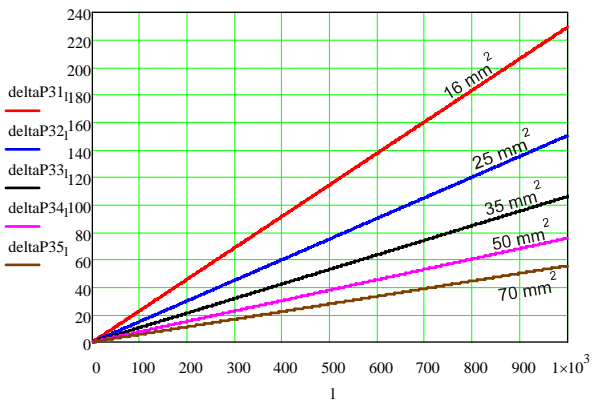
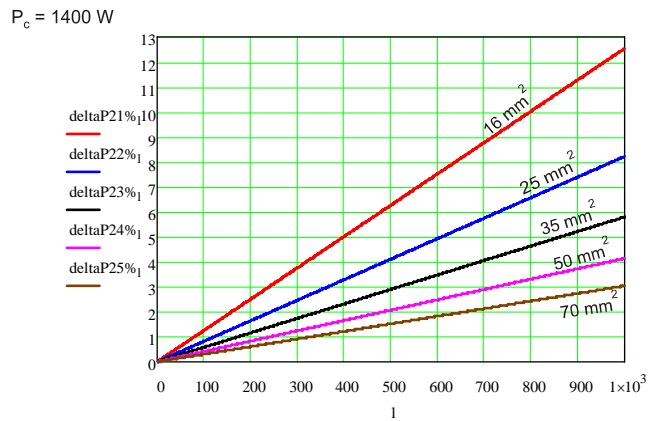
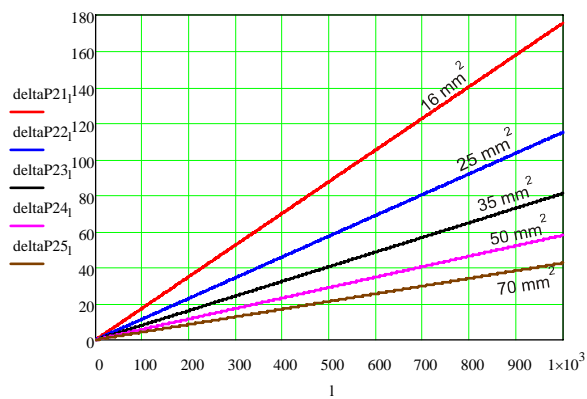
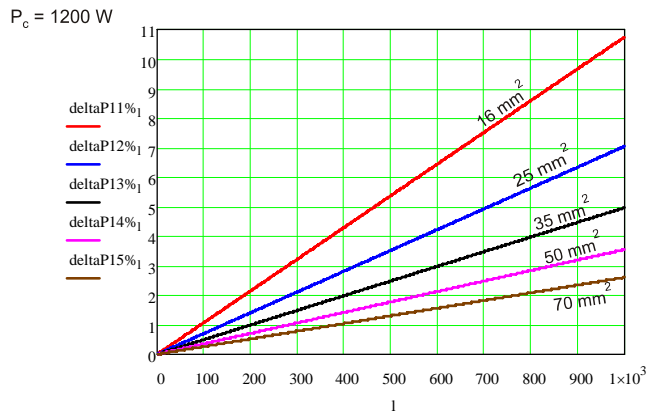
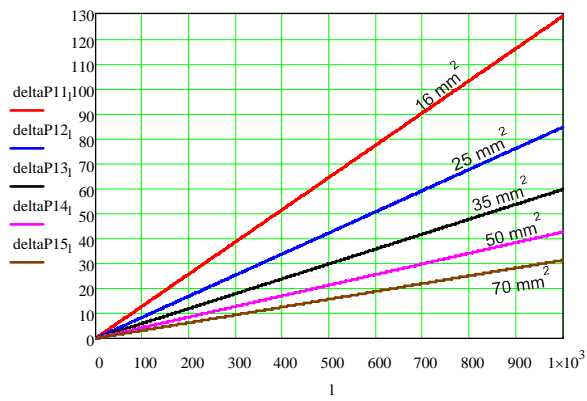
$\Delta U (1000), u$

$$\Delta P(l) := \begin{bmatrix} \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\ \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\ \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\ \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\ \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \end{bmatrix} \cdot 2 \cdot 10^{-3} \quad l := 1..1000$$

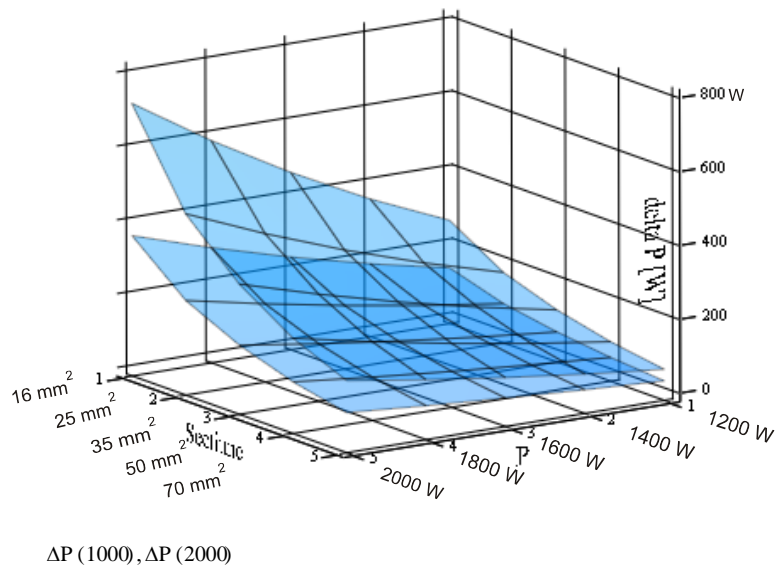
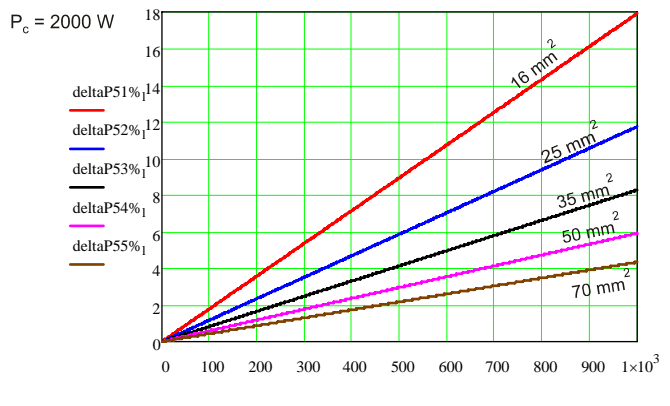
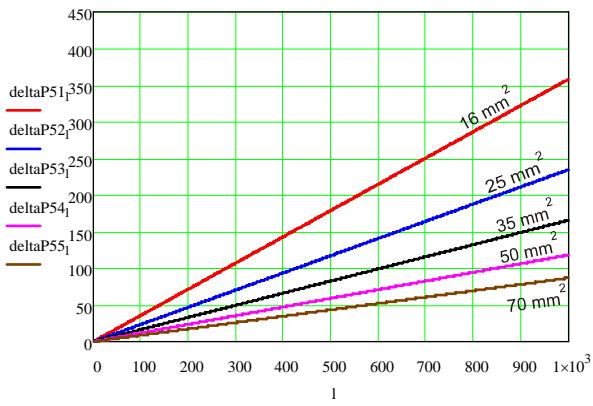
- $\text{deltaP11}_1 := \Delta P(l)_{1,1}$      $\text{deltaP12}_1 := \Delta P(l)_{1,2}$      $\text{deltaP13}_1 := \Delta P(l)_{1,3}$      $\text{deltaP14}_1 := \Delta P(l)_{1,4}$      $\text{deltaP15}_1 := \Delta P(l)_{1,5}$   
 $\text{deltaP21}_1 := \Delta P(l)_{2,1}$      $\text{deltaP22}_1 := \Delta P(l)_{2,2}$      $\text{deltaP23}_1 := \Delta P(l)_{2,3}$      $\text{deltaP24}_1 := \Delta P(l)_{2,4}$      $\text{deltaP25}_1 := \Delta P(l)_{2,5}$   
 $\text{deltaP31}_1 := \Delta P(l)_{3,1}$      $\text{deltaP32}_1 := \Delta P(l)_{3,2}$      $\text{deltaP33}_1 := \Delta P(l)_{3,3}$      $\text{deltaP34}_1 := \Delta P(l)_{3,4}$      $\text{deltaP35}_1 := \Delta P(l)_{3,5}$   
 $\text{deltaP41}_1 := \Delta P(l)_{4,1}$      $\text{deltaP42}_1 := \Delta P(l)_{4,2}$      $\text{deltaP43}_1 := \Delta P(l)_{4,3}$      $\text{deltaP44}_1 := \Delta P(l)_{4,4}$      $\text{deltaP45}_1 := \Delta P(l)_{4,5}$   
 $\text{deltaP51}_1 := \Delta P(l)_{5,1}$      $\text{deltaP52}_1 := \Delta P(l)_{5,2}$      $\text{deltaP53}_1 := \Delta P(l)_{5,3}$      $\text{deltaP54}_1 := \Delta P(l)_{5,4}$      $\text{deltaP55}_1 := \Delta P(l)_{5,5}$

$p1 := \frac{100}{Pc_1}$      $p2 := \frac{100}{Pc_2}$      $p3 := \frac{100}{Pc_3}$      $p4 := \frac{100}{Pc_4}$      $p5 := \frac{100}{Pc_5}$

- $\text{deltaP11\%}_1 := p1 \cdot \text{deltaP11}_1$      $\text{deltaP12\%}_1 := p1 \cdot \text{deltaP12}_1$      $\text{deltaP13\%}_1 := p1 \cdot \text{deltaP13}_1$      $\text{deltaP14\%}_1 := p1 \cdot \text{deltaP14}_1$      $\text{deltaP15\%}_1 := p1 \cdot \text{deltaP15}_1$   
 $\text{deltaP21\%}_1 := p2 \cdot \text{deltaP21}_1$      $\text{deltaP22\%}_1 := p2 \cdot \text{deltaP22}_1$      $\text{deltaP23\%}_1 := p2 \cdot \text{deltaP23}_1$      $\text{deltaP24\%}_1 := p2 \cdot \text{deltaP24}_1$      $\text{deltaP25\%}_1 := p2 \cdot \text{deltaP25}_1$   
 $\text{deltaP31\%}_1 := p3 \cdot \text{deltaP31}_1$      $\text{deltaP32\%}_1 := p3 \cdot \text{deltaP32}_1$      $\text{deltaP33\%}_1 := p3 \cdot \text{deltaP33}_1$      $\text{deltaP34\%}_1 := p3 \cdot \text{deltaP34}_1$      $\text{deltaP35\%}_1 := p3 \cdot \text{deltaP35}_1$   
 $\text{deltaP41\%}_1 := p4 \cdot \text{deltaP41}_1$      $\text{deltaP42\%}_1 := p4 \cdot \text{deltaP42}_1$      $\text{deltaP43\%}_1 := p4 \cdot \text{deltaP43}_1$      $\text{deltaP44\%}_1 := p4 \cdot \text{deltaP44}_1$      $\text{deltaP45\%}_1 := p4 \cdot \text{deltaP45}_1$   
 $\text{deltaP51\%}_1 := p5 \cdot \text{deltaP51}_1$      $\text{deltaP52\%}_1 := p5 \cdot \text{deltaP52}_1$      $\text{deltaP53\%}_1 := p5 \cdot \text{deltaP53}_1$      $\text{deltaP54\%}_1 := p5 \cdot \text{deltaP54}_1$      $\text{deltaP55\%}_1 := p5 \cdot \text{deltaP55}_1$







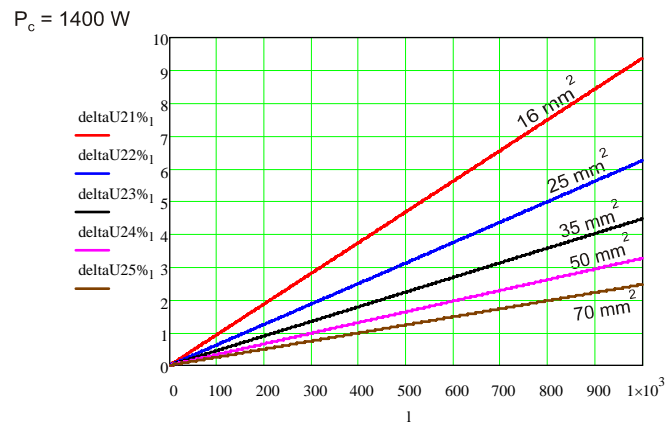
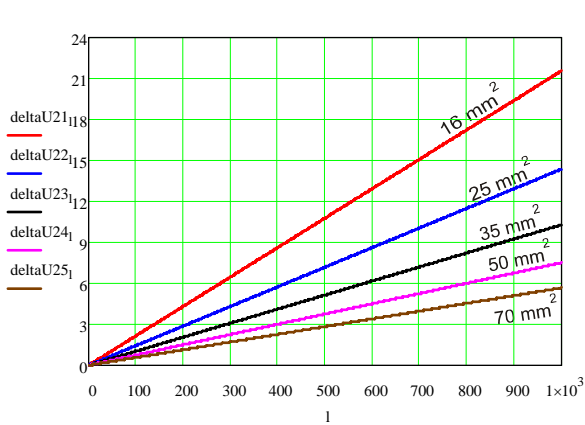
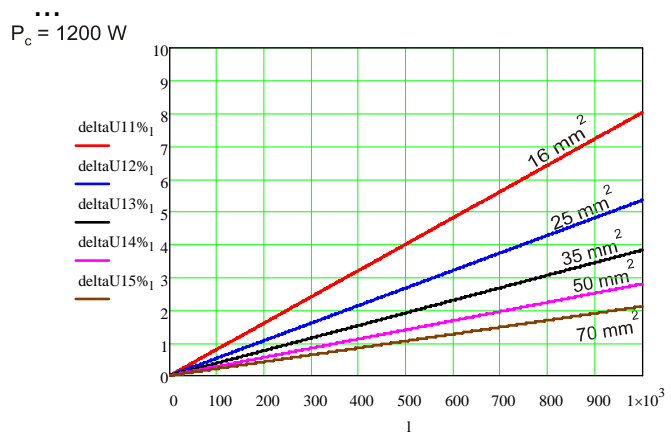
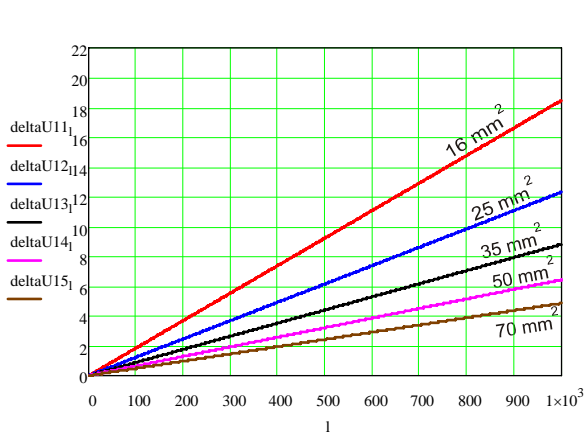
**Anexa 2**

**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă cazul:**

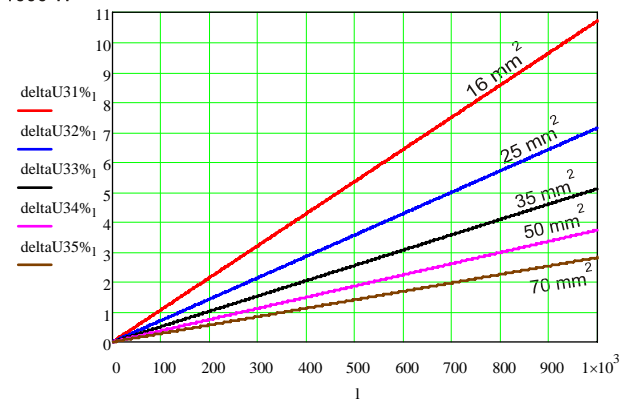
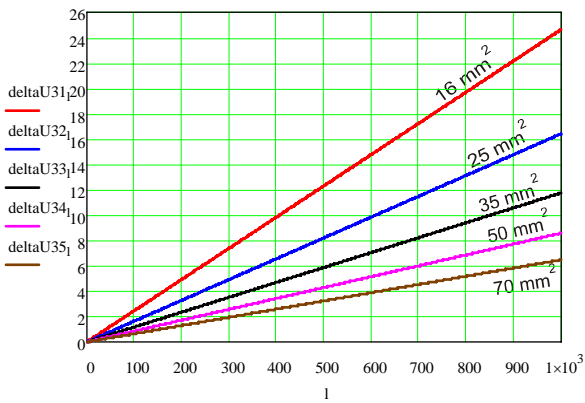
LEA 0,23 kV, monofazăată, conductoare izolate torsadate (2 cond.)

$$\text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad
 R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 0.95 \quad
 X0 := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 0.97 \quad
 P_c := \begin{pmatrix} 1200 \\ 1400 \\ 1600 \\ 1800 \\ 2000 \end{pmatrix} \text{ W}$$

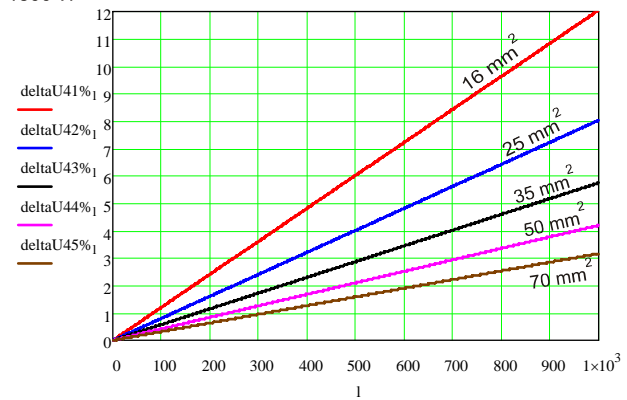
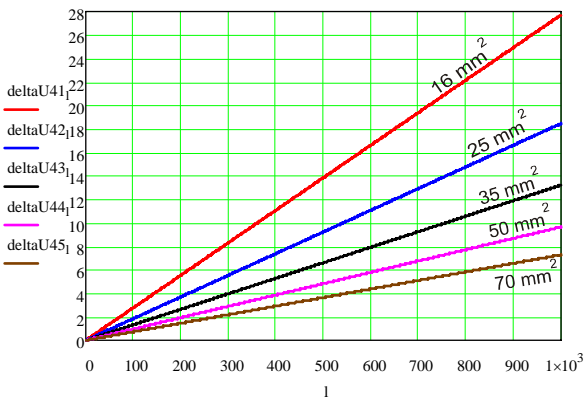
$i := 1..5 \quad j := 1..5 \quad U1 := 230 \text{ V} \quad u_{i,j} := 23 \text{ V}$   
 $Q_{c,i,1} := P_{c,i,1} \cdot \tan(\arccos(0.85))$



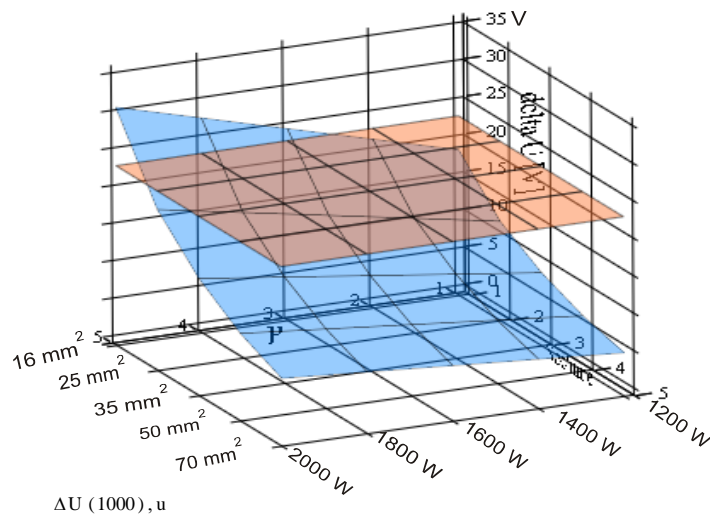
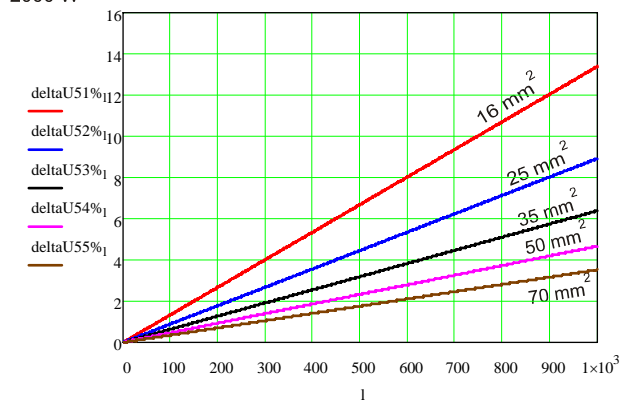
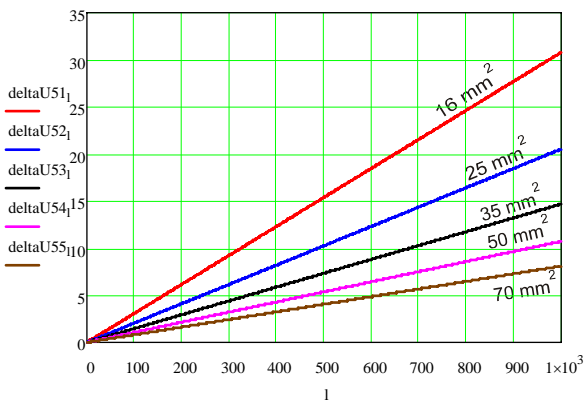
$P_c = 1600 \text{ W}$



$P_c = 1800 \text{ W}$



$P_c = 2000 \text{ W}$



**Anexa 3**

**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă  
cazul:**

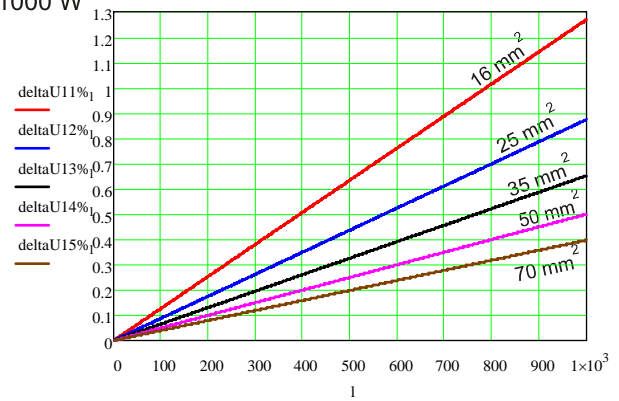
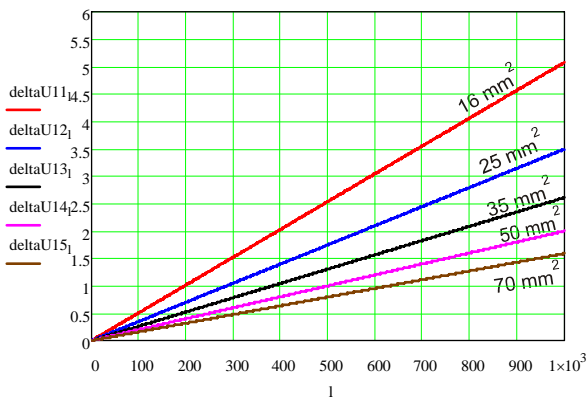
LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare neizolate

$$\begin{array}{l}
 \text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \\
 R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 X0 := \begin{pmatrix} 0.37 \\ 0.35 \\ 0.34 \\ 0.33 \\ 0.32 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 Pc := \begin{pmatrix} 1000 \\ 2000 \\ 3000 \\ 4000 \\ 5000 \end{pmatrix} \text{ W} \\
 i := 1..5 \quad j := 1..5 \\
 U1 := 400 \text{ V} \\
 u_{1,j} := 40 \text{ V} \\
 Qc_{i,1} := Pc_{i,1} \cdot \tan(\arccos(0.85)) \\
 I_m := 1..1000
 \end{array}$$

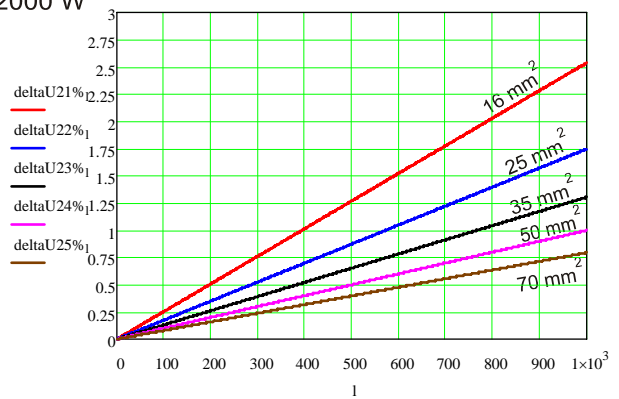
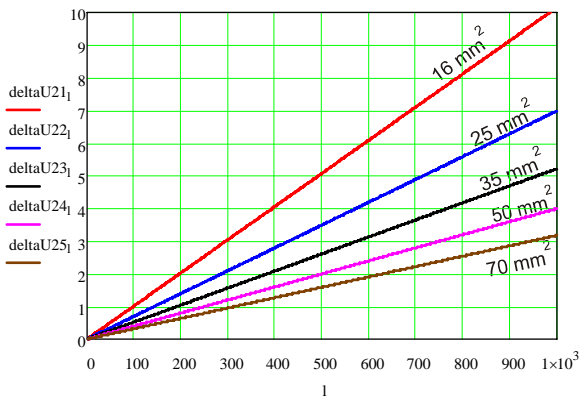
$$\Delta U (l) := \begin{pmatrix} \frac{Pc_1 \cdot R0_1 + Qc_1 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_2 + Qc_1 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_3 + Qc_1 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_4 + Qc_1 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_1 \cdot R0_5 + Qc_1 \cdot X0_5}{U1} \\
 \frac{Pc_2 \cdot R0_1 + Qc_2 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_2 + Qc_2 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_3 + Qc_2 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_4 + Qc_2 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_2 \cdot R0_5 + Qc_2 \cdot X0_5}{U1} \\
 \frac{Pc_3 \cdot R0_1 + Qc_3 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_2 + Qc_3 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_3 + Qc_3 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_4 + Qc_3 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_3 \cdot R0_5 + Qc_3 \cdot X0_5}{U1} \\
 \frac{Pc_4 \cdot R0_1 + Qc_4 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_2 + Qc_4 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_3 + Qc_4 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_4 + Qc_4 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_4 \cdot R0_5 + Qc_4 \cdot X0_5}{U1} \\
 \frac{Pc_5 \cdot R0_1 + Qc_5 \cdot X0_1}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_2 + Qc_5 \cdot X0_2}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_3 + Qc_5 \cdot X0_3}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_4 + Qc_5 \cdot X0_4}{U1} & \frac{Pc_5 \cdot R0_5 + Qc_5 \cdot X0_5}{U1} \end{pmatrix} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P (l) := \begin{pmatrix} \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_1)^2 + (Qc_1)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\
 \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_2)^2 + (Qc_2)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\
 \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_3)^2 + (Qc_3)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\
 \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_4)^2 + (Qc_4)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \\
 \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_1 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_2 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_3 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_4 & \frac{(Pc_5)^2 + (Qc_5)^2}{U1^2} \cdot R0_5 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3}$$

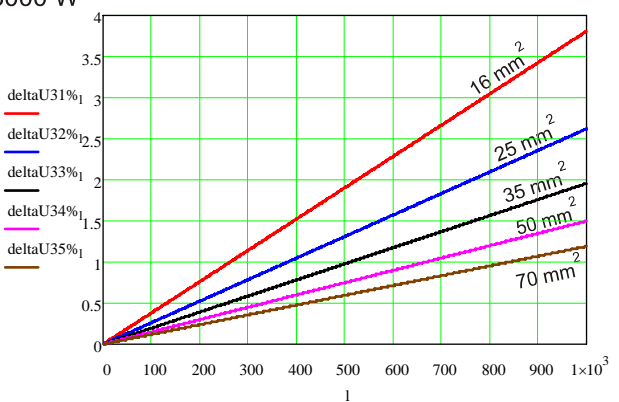
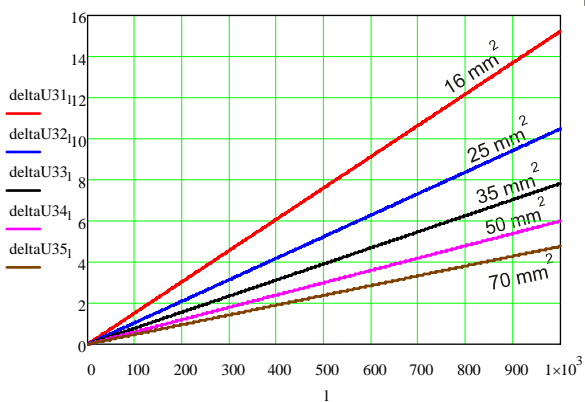
$P_c = 1000 \text{ W}$



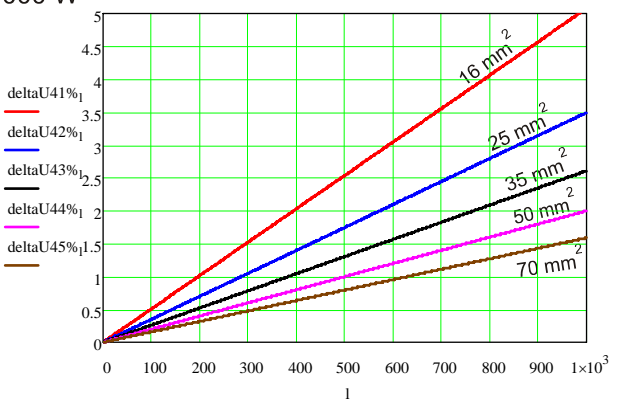
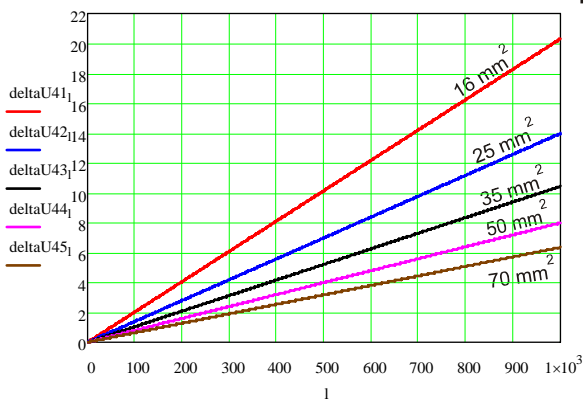
$P_c = 2000 \text{ W}$



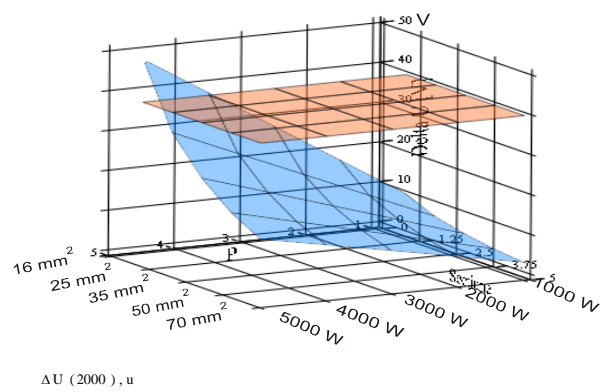
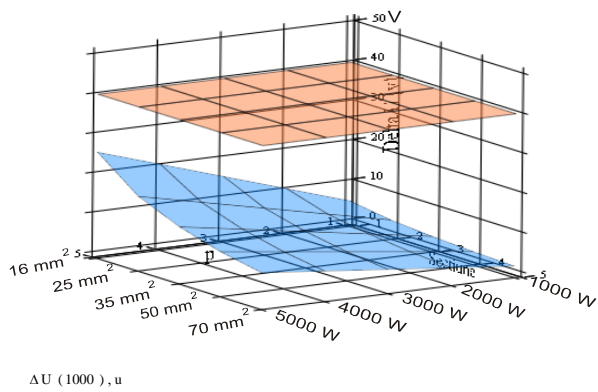
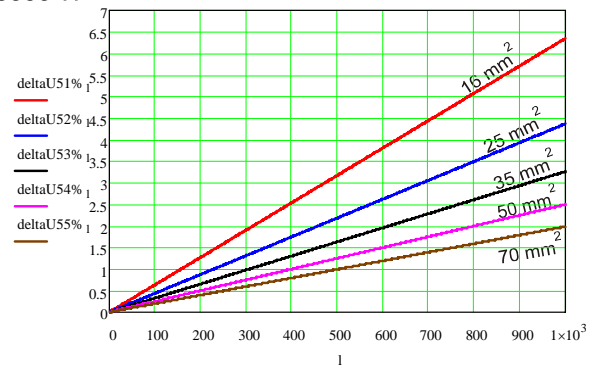
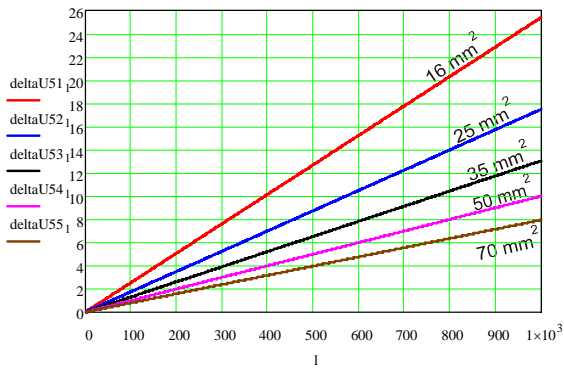
$P_c = 3000 \text{ W}$



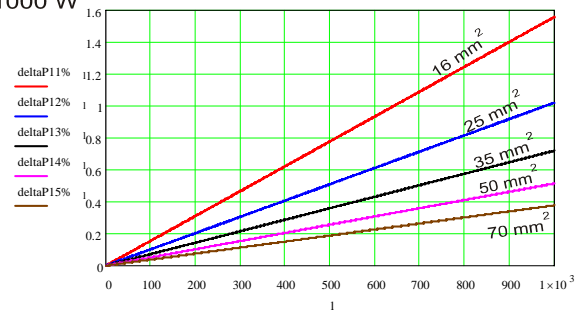
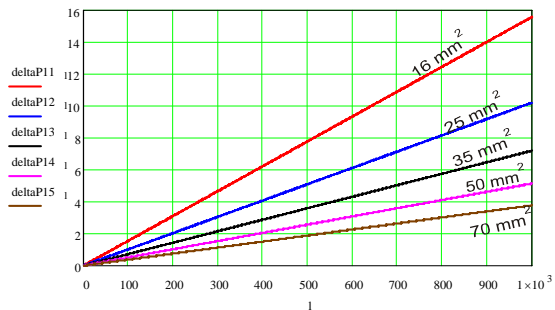
$P_c = 4000 \text{ W}$



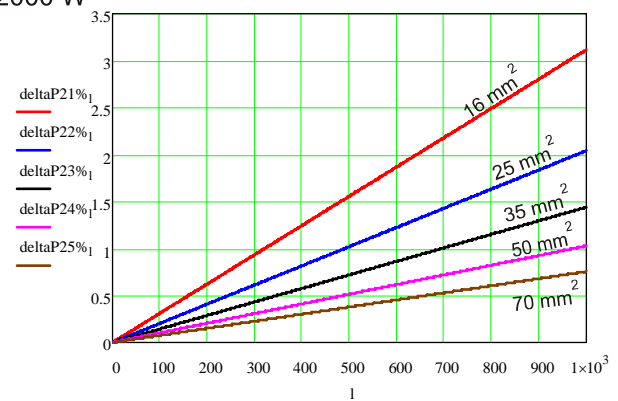
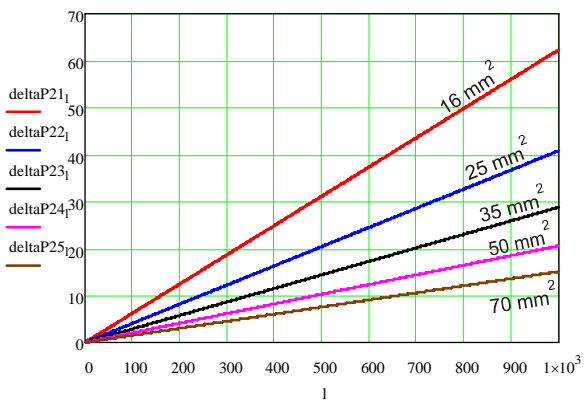
$P_c = 5000 \text{ W}$

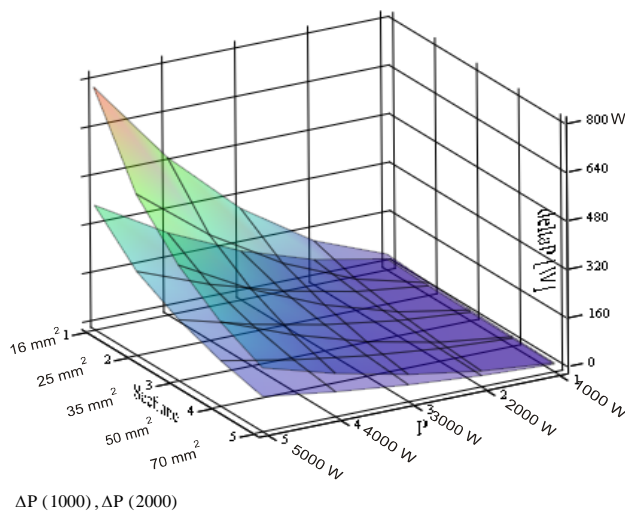
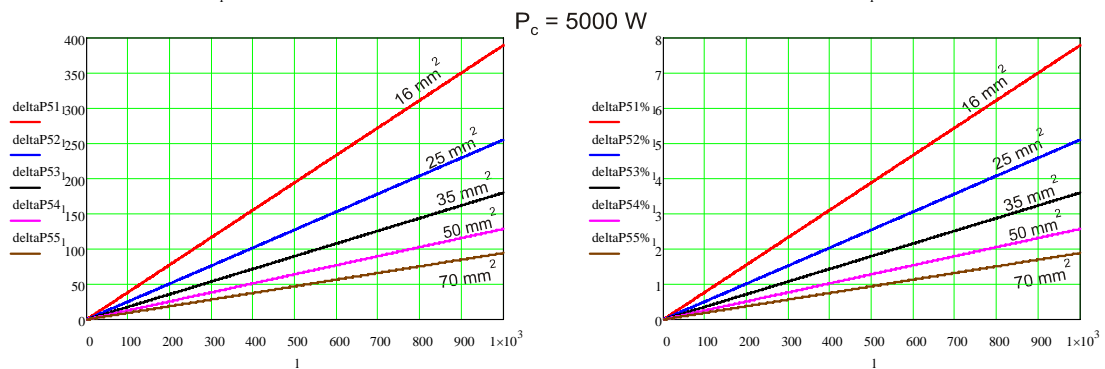
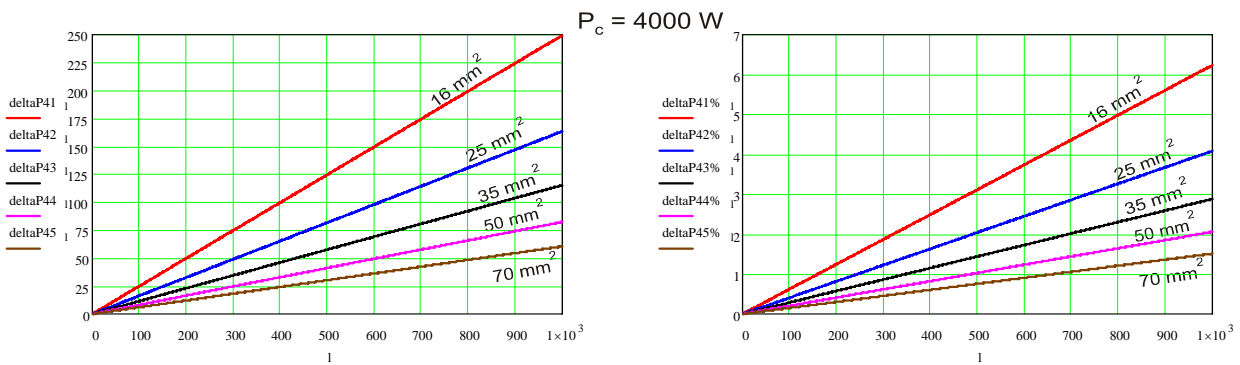
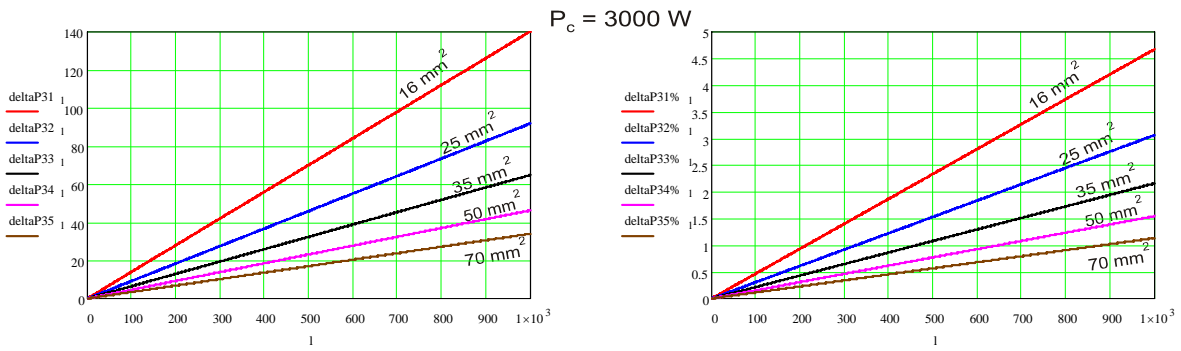


$P_c = 1000 \text{ W}$



$P_c = 2000 \text{ W}$





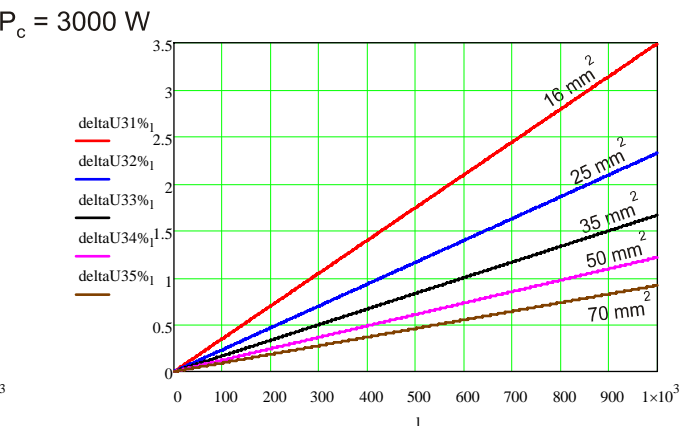
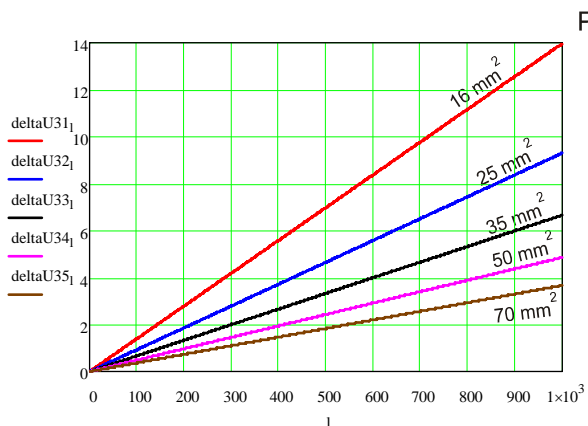
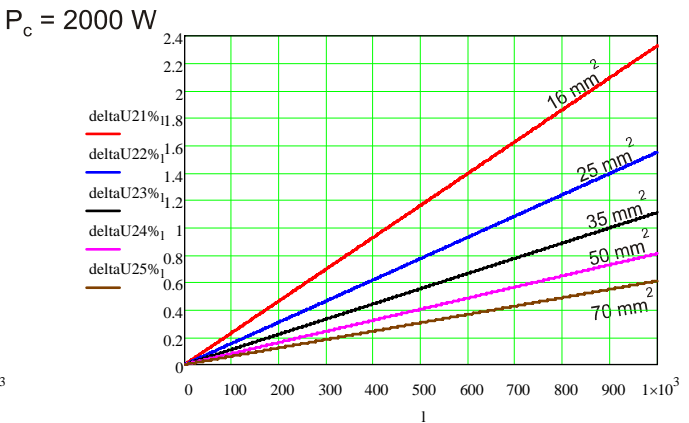
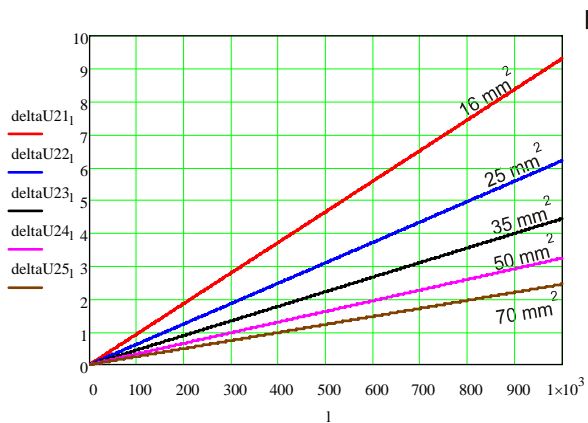
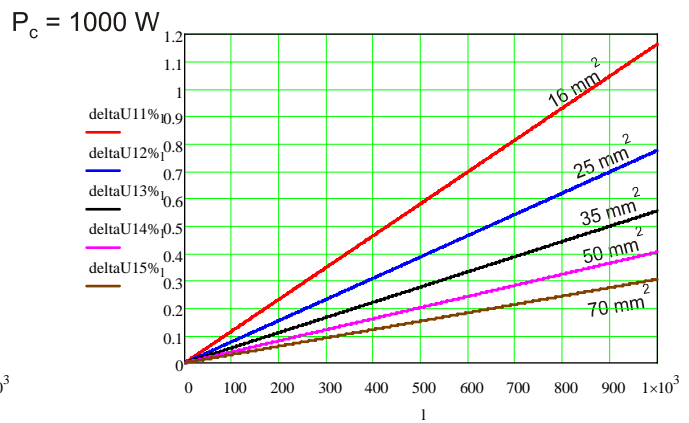
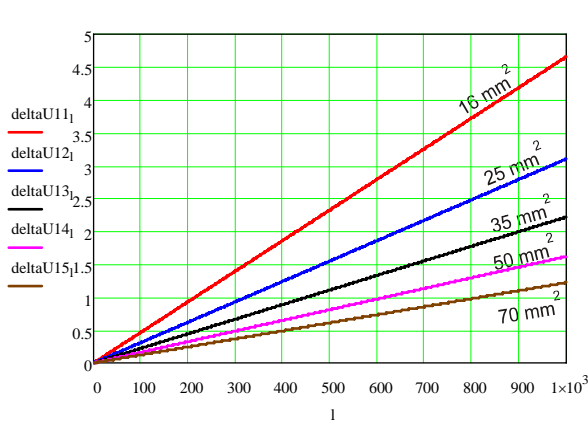


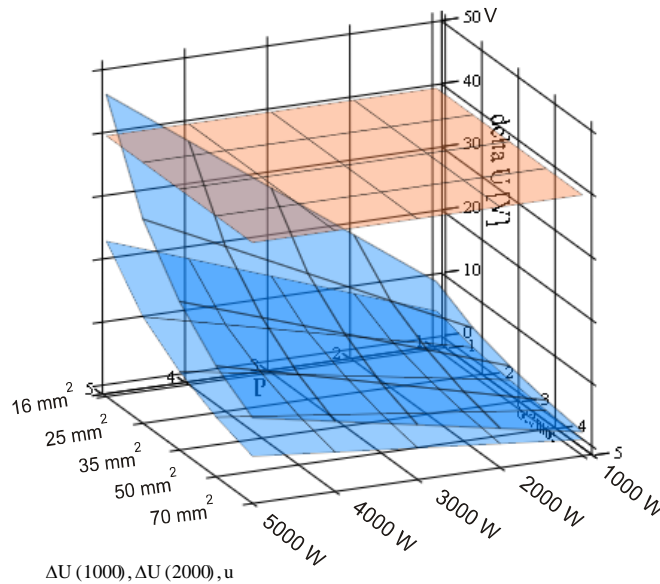
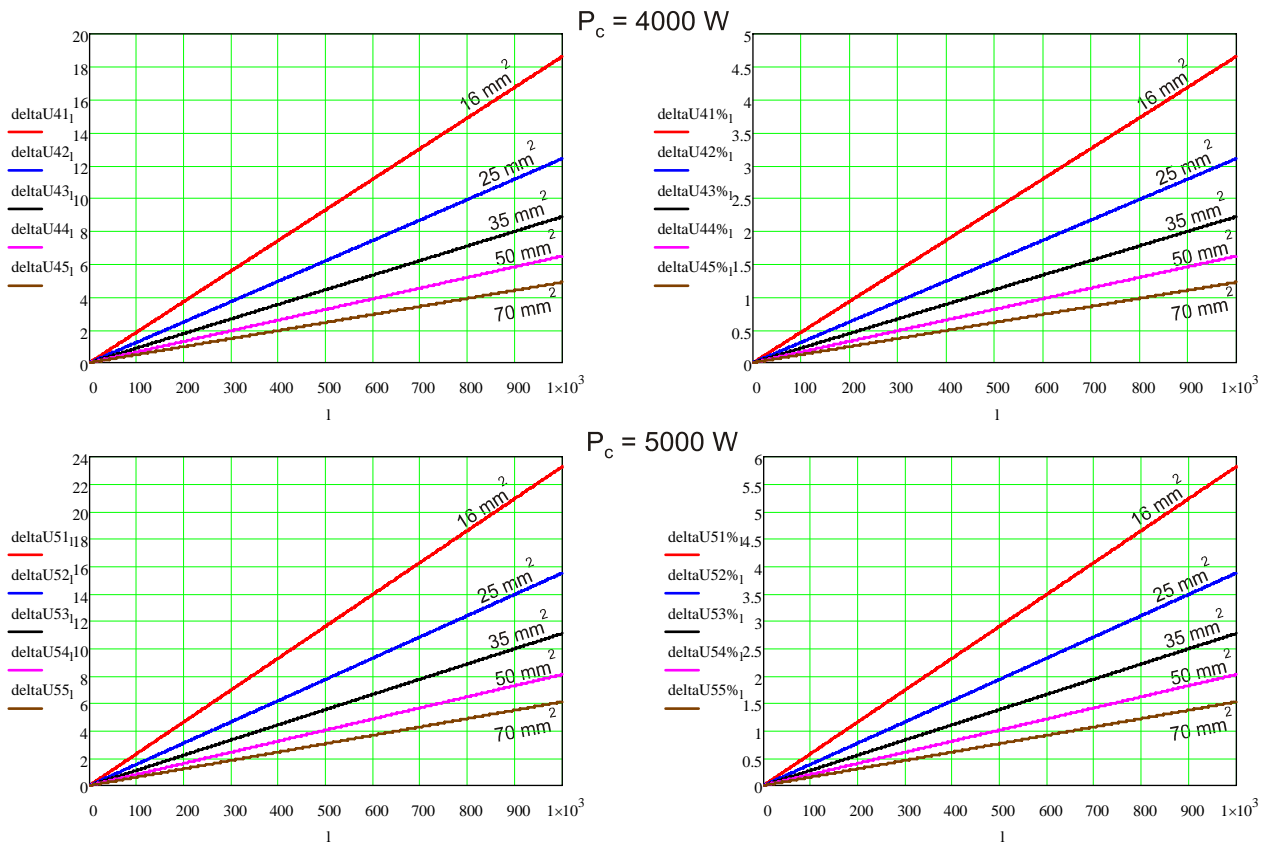
**Anexa 4**

**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă  
cazul:**

LEA 0,4 kV, trifazată, conductoare izolate torsadate

$$\begin{array}{l}
 \text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \\
 R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 X0 := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 P_c := \begin{pmatrix} 1000 \\ 2000 \\ 3000 \\ 4000 \\ 5000 \end{pmatrix} \text{ W} \\
 i := 1..5 \quad j := 1..5 \\
 U1 := 400 \text{ V} \quad u_{i,j} := 40 \text{ V} \\
 Q_{c,i,1} := P_{c,i,1} \cdot \tan(\arccos(0.85)) \quad I := 1..1000
 \end{array}$$





Pierderile de putere activă au practic valori identice cu cele pentru cazul LEA 0,4 kV cu conductoare neizolate.

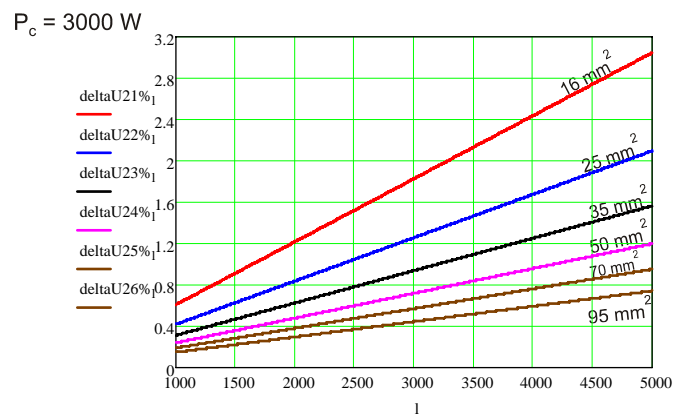
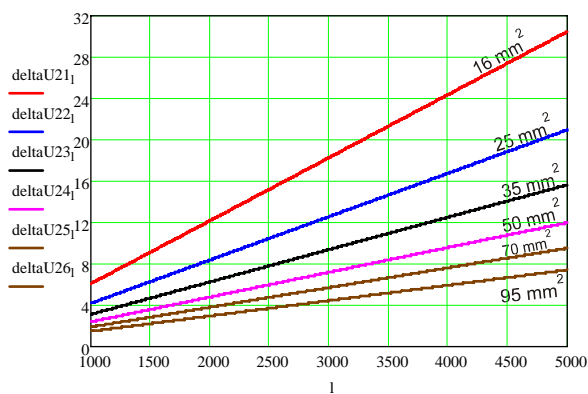
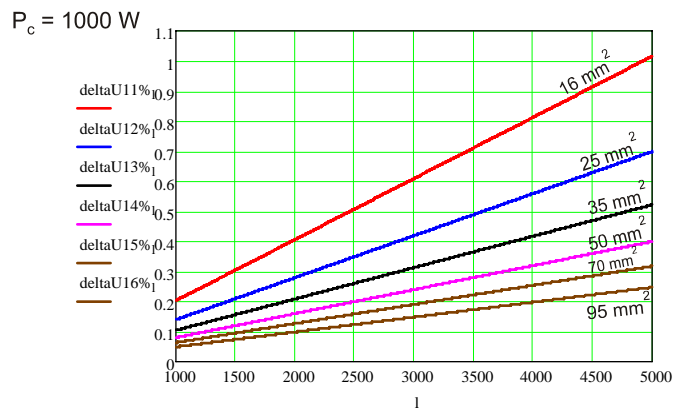
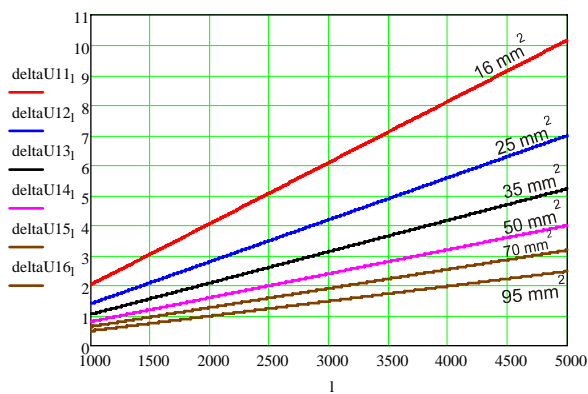
La o LEA 0,4 kV, bifazată, la aceleași secțiuni, aceleași puteri vehiculate și aceleași lungimi, pierderile de tensiune și pierderile de putere activă au practic valori duble față de LEA 0,4 kV trifazată.

**Anexa 5**

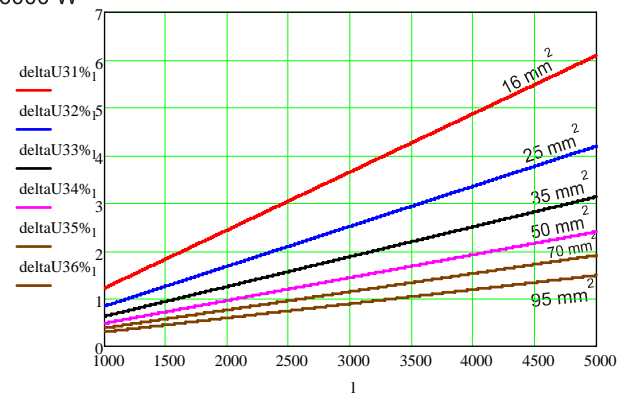
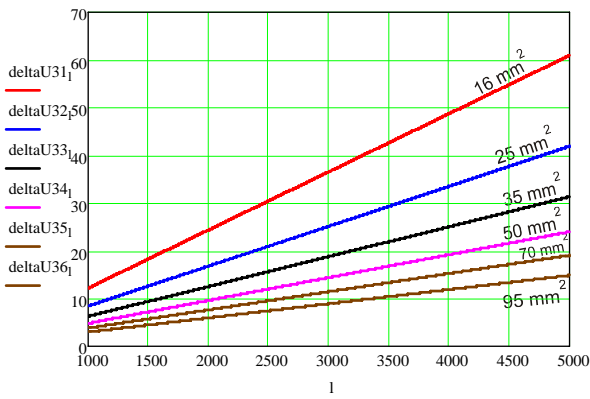
**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă  
cazul:**

LEA 1 kV, trifazată, conductoare neizolate

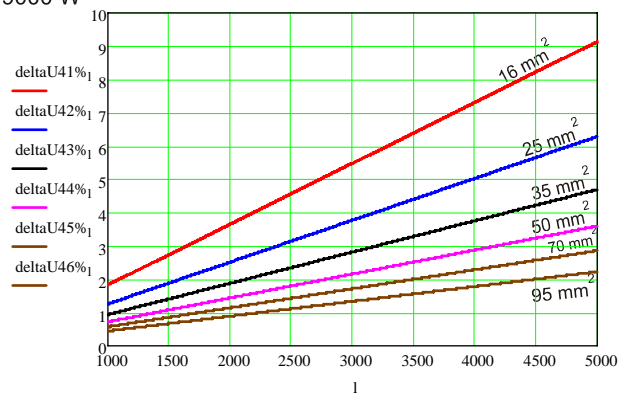
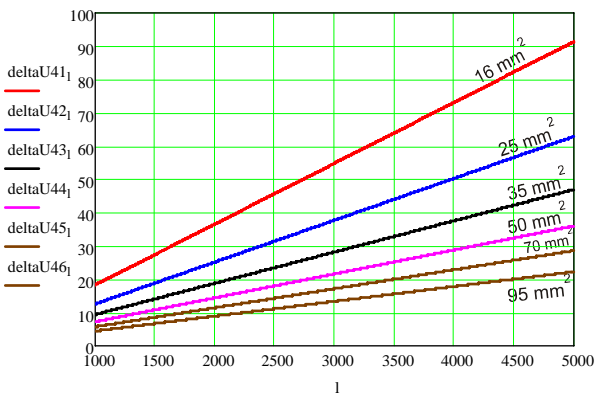
$$\begin{array}{l}
 \text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \\
 R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 X0 := \begin{pmatrix} 0.37 \\ 0.35 \\ 0.34 \\ 0.33 \\ 0.32 \\ 0.31 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 Pc := \begin{pmatrix} 1000 \\ 3000 \\ 6000 \\ 9000 \\ 12000 \end{pmatrix} \text{ W} \\
 i := 1..5 \quad j := 1..6 \\
 U1 := 1000 \text{ V} \quad u_{1,j} := 100 \text{ V} \\
 Qc_{1,1} := Pc_{1,1} \cdot \tan(\arccos(0.85)) \quad I_{\text{max}} := 1000..5000
 \end{array}$$



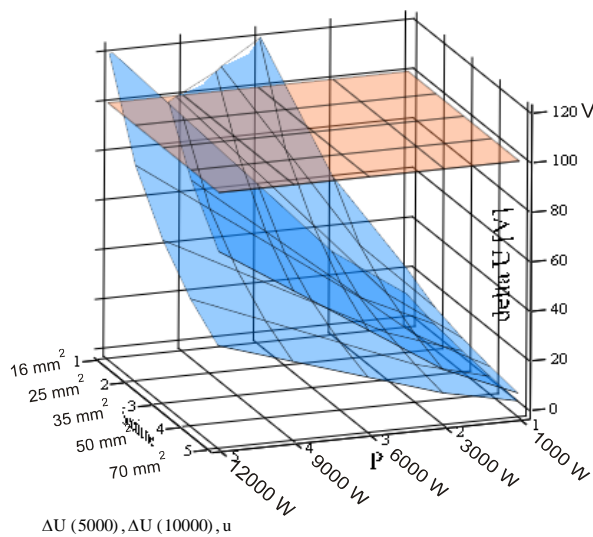
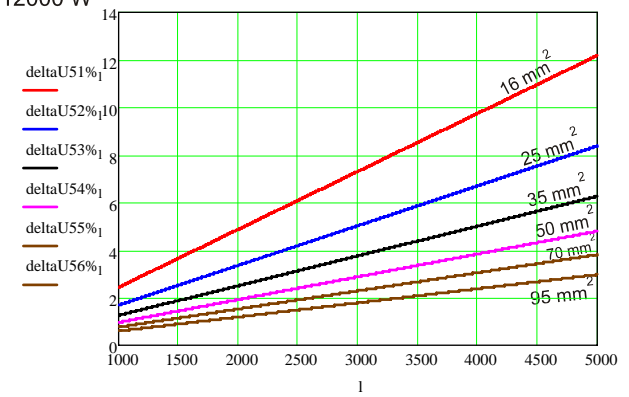
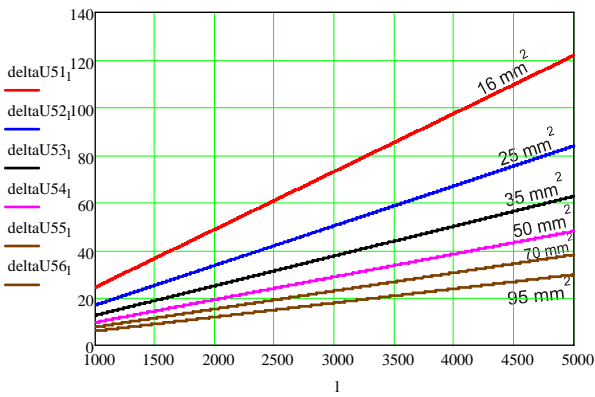
$P_c = 6000 \text{ W}$



$P_c = 9000 \text{ W}$

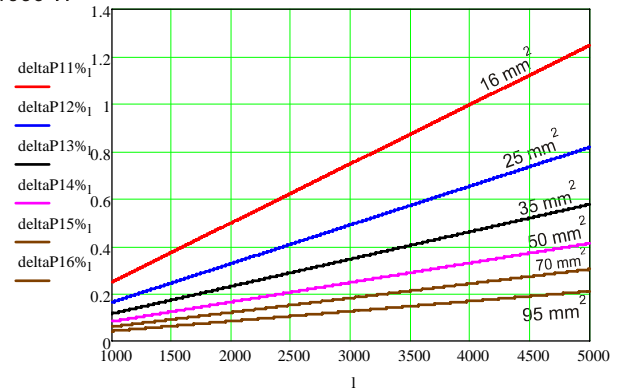
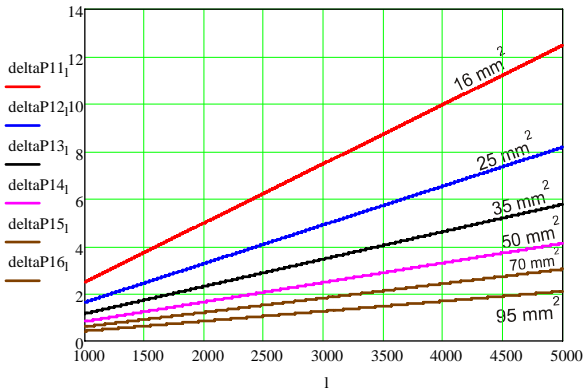


$P_c = 12000 \text{ W}$

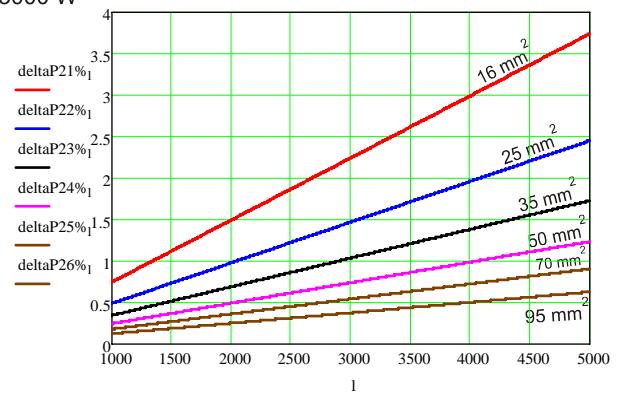
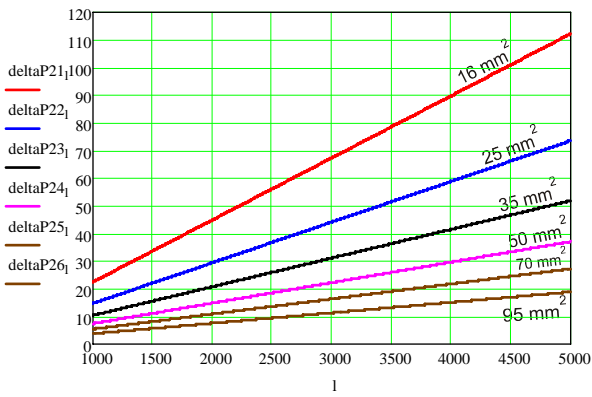


$\Delta U (5000), \Delta U (10000), u$

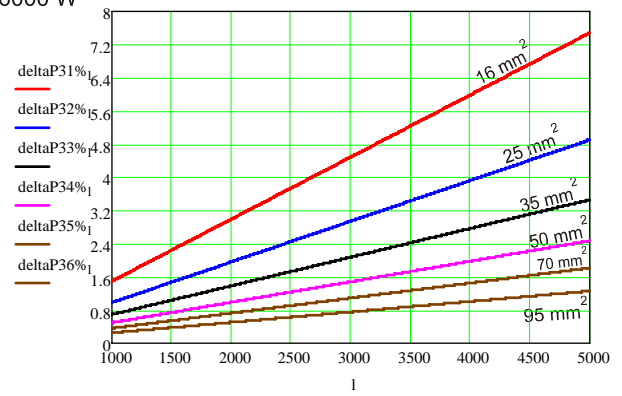
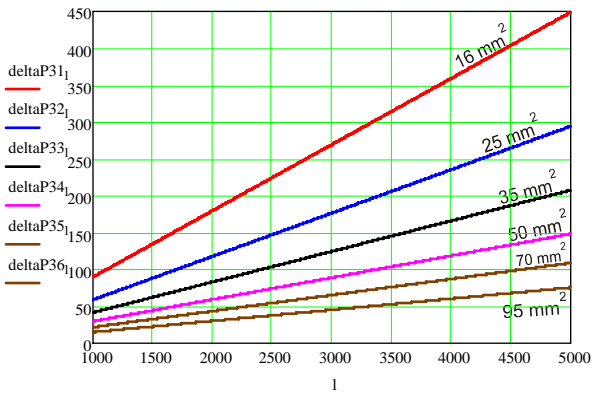
$P_c = 1000 \text{ W}$



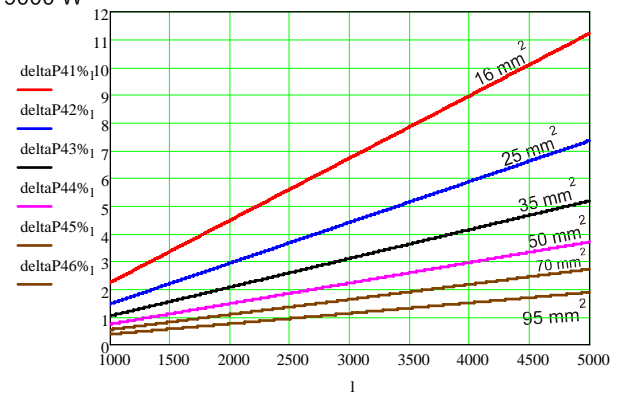
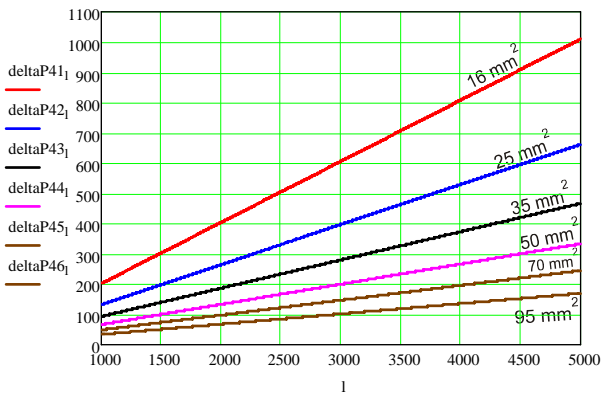
$P_c = 3000 \text{ W}$



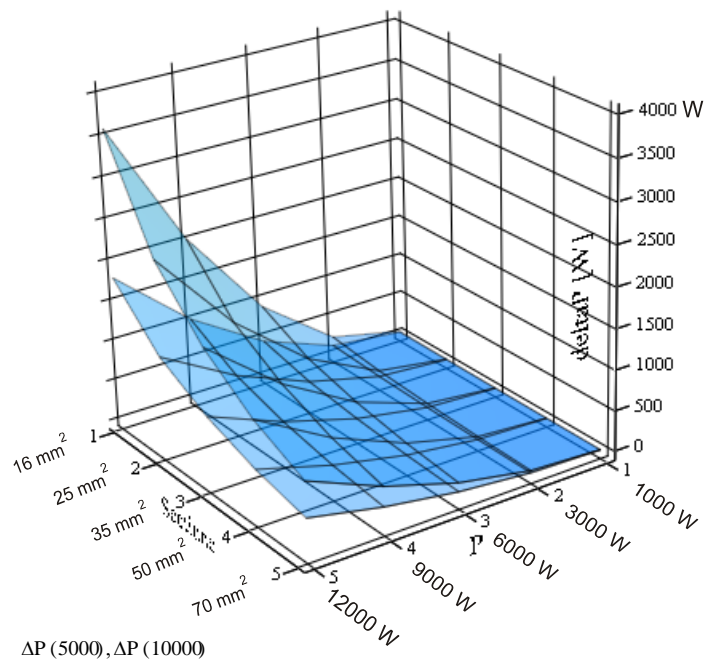
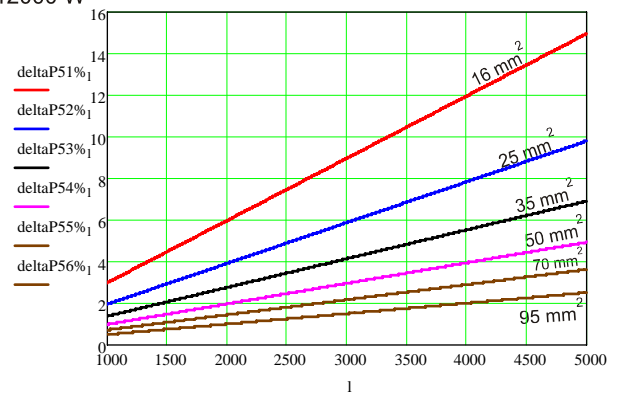
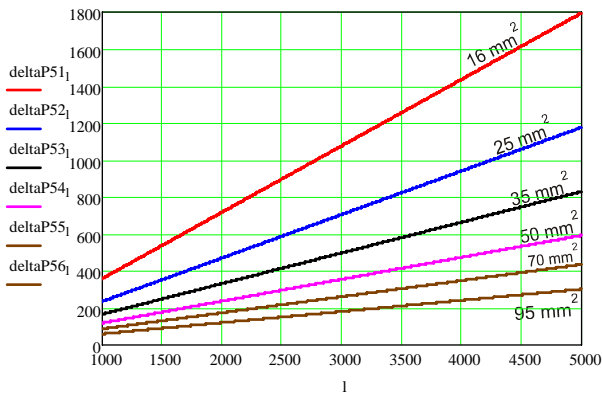
$P_c = 6000 \text{ W}$



$P_c = 9000 \text{ W}$



$P_c = 12000 \text{ W}$



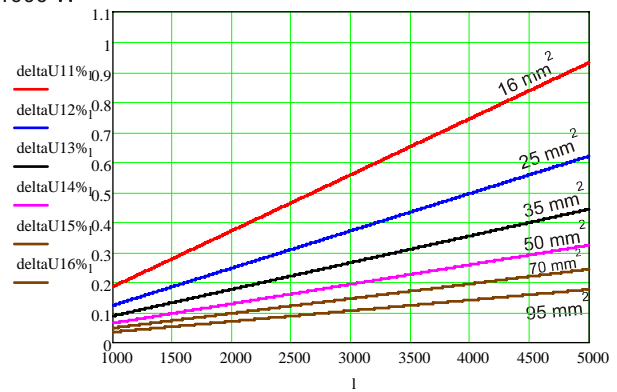
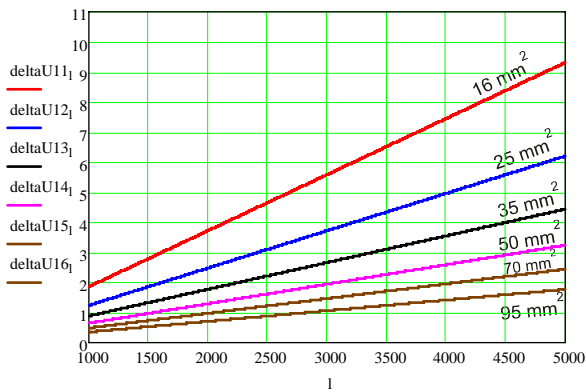
Anexa 6

**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă cazul:**

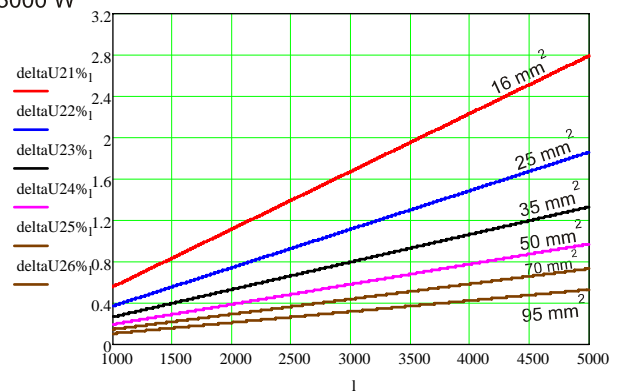
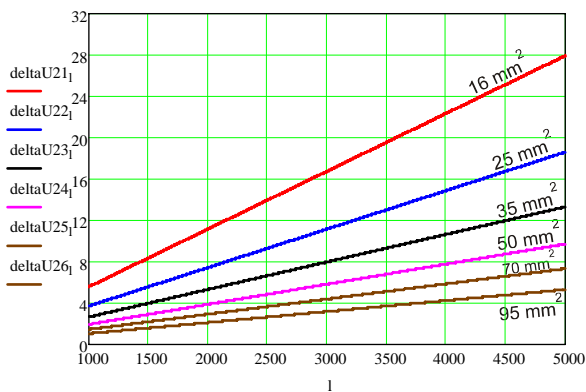
LEA 1 kV, trifazată, conductoare izolate, torsadate

$$\begin{array}{l}
 \text{Sect} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \\
 R0 := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 X0 := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \\ 0.083 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} \\
 P_c := \begin{pmatrix} 1000 \\ 3000 \\ 6000 \\ 9000 \\ 12000 \end{pmatrix} \text{ W} \\
 i := 1..5 \quad j := 1..6 \\
 U1 := 1000 \text{ V} \quad u_{i,j} := 100 \text{ V} \\
 Q_{c,1} := P_{c,1} \cdot \tan(\arccos(0.85)) \quad \lambda := 1000..5000 \text{ m}
 \end{array}$$

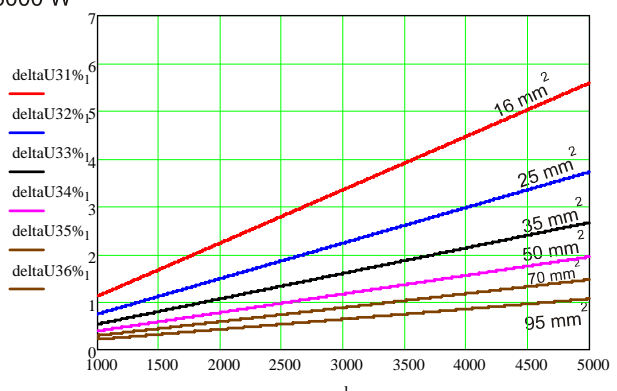
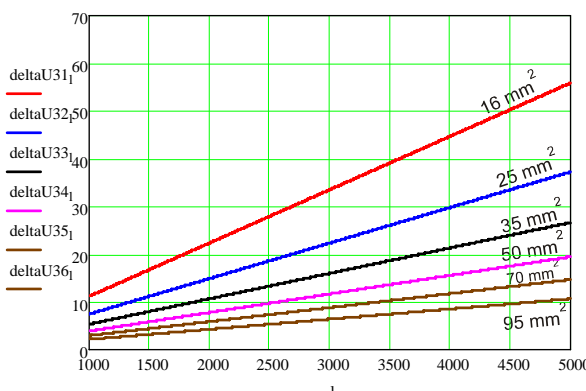
...  
 $P_c = 1000 \text{ W}$



...  
 $P_c = 3000 \text{ W}$

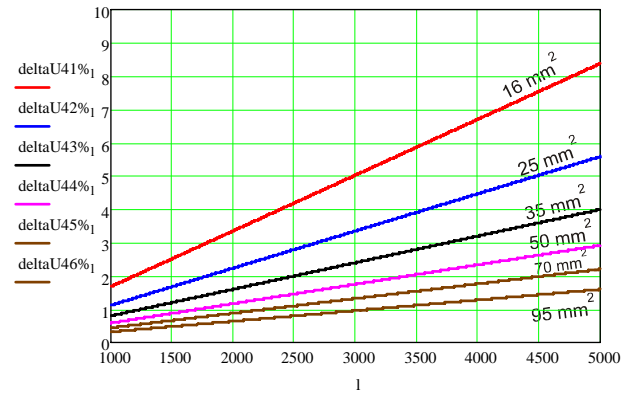
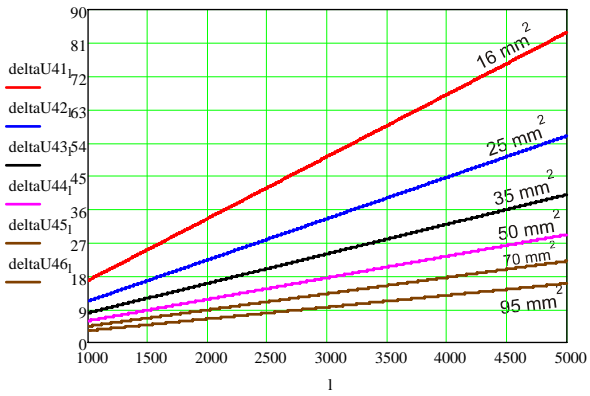


...  
 $P_c = 6000 \text{ W}$

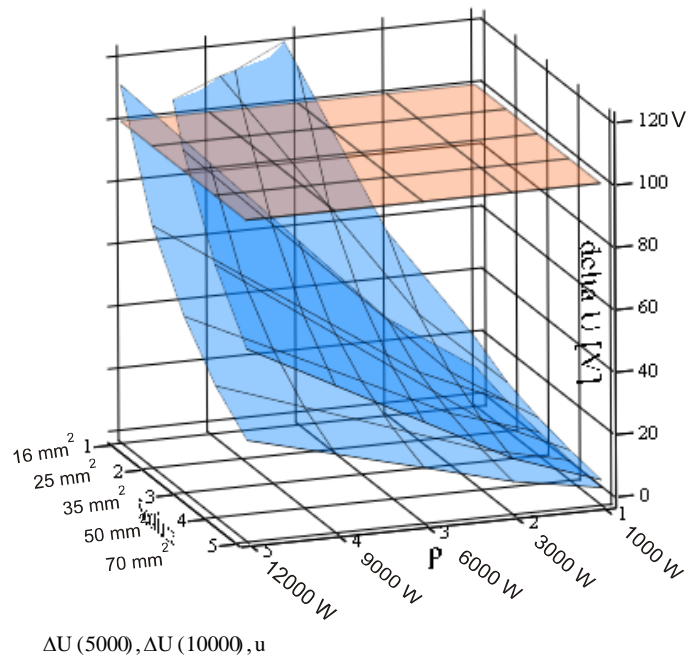
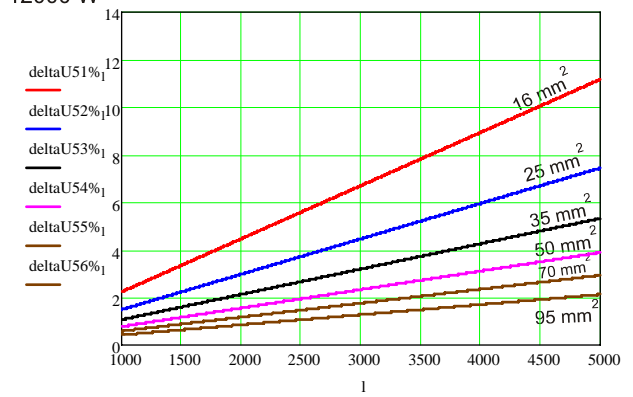
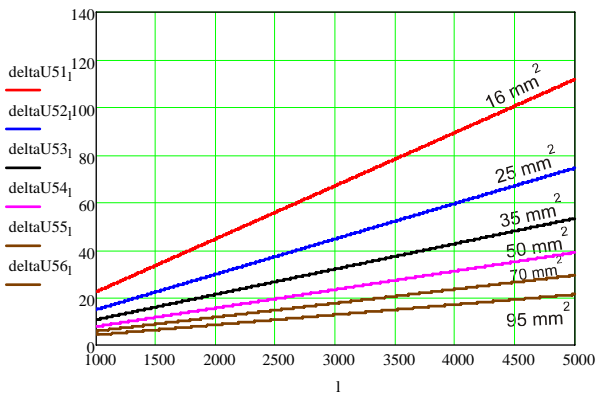




$P_c = 9000 \text{ W}$



$P_c = 12000 \text{ W}$



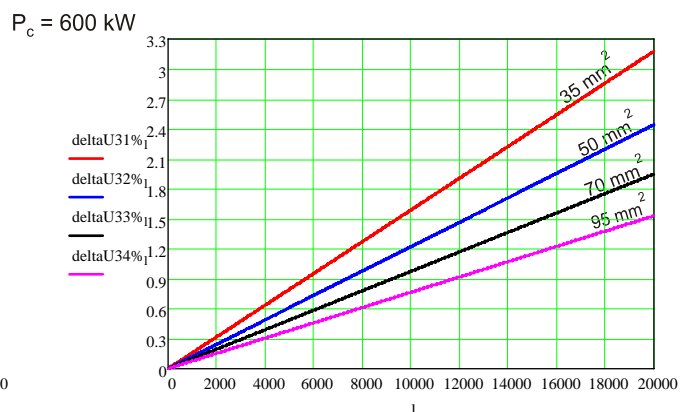
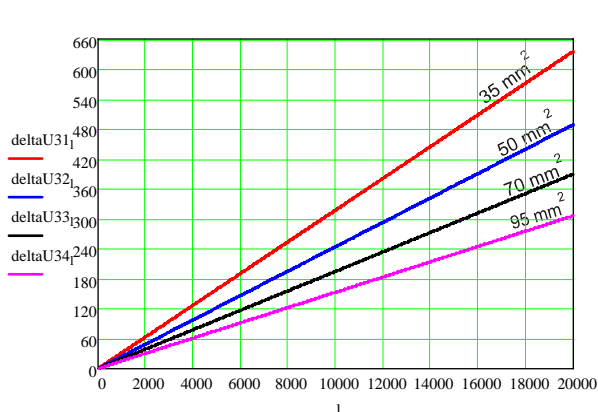
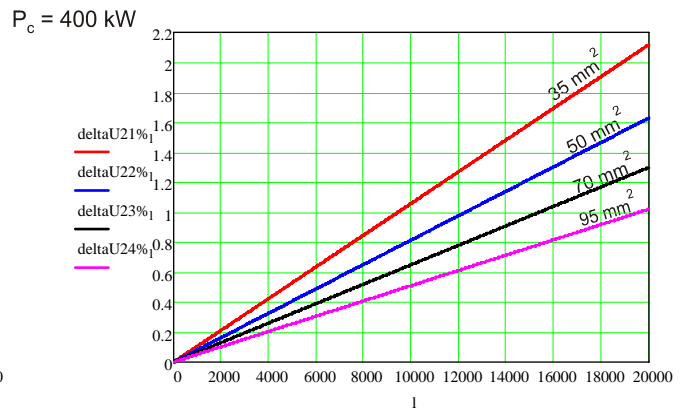
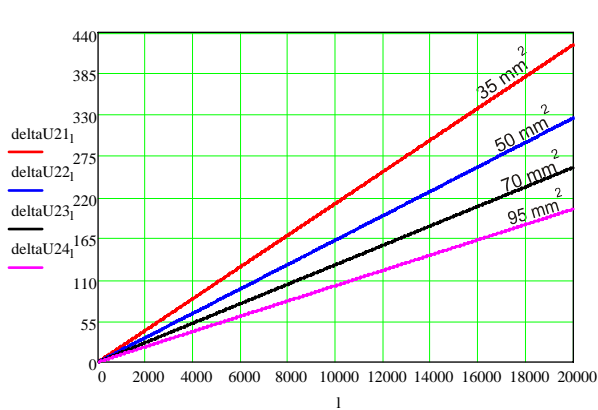
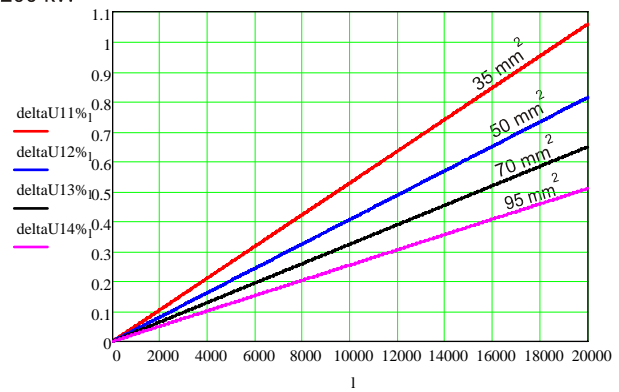
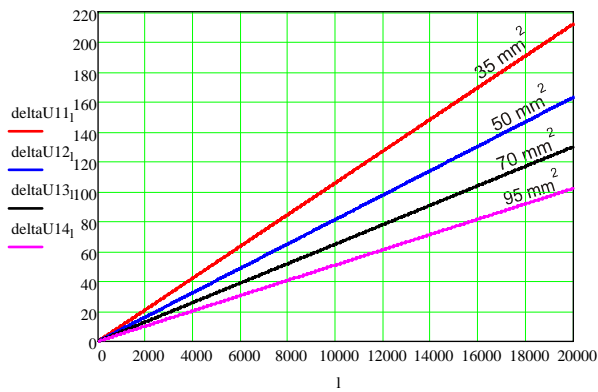
**Anexa 7**

**Fișa de calcul Mathcad pentru pierderile de tensiune și pierderile de putere activă  
cazul:**

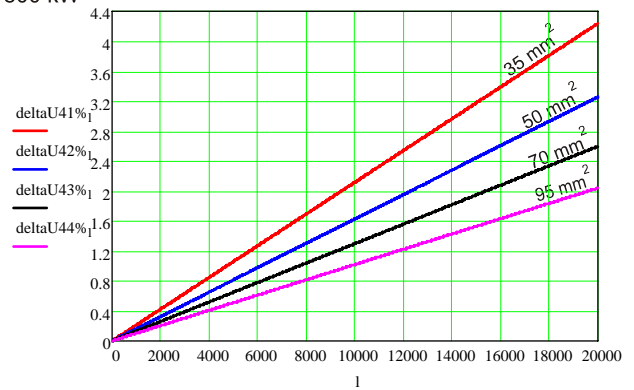
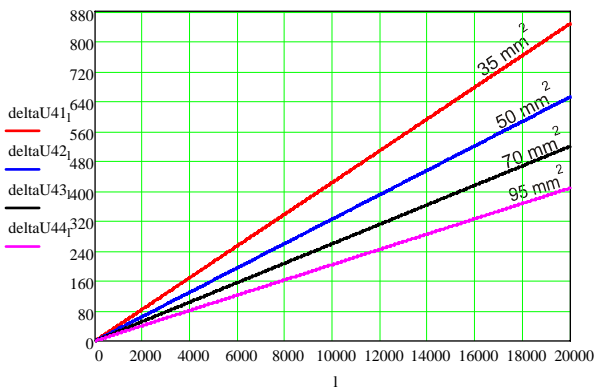
LEA 20 kV, trifazată, conductoare neizolate

$$\begin{aligned}
 \text{Sect} &:= \begin{pmatrix} 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 &
 R0 &:= \begin{pmatrix} 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} &
 X0 &:= \begin{pmatrix} 0.365 \\ 0.354 \\ 0.343 \\ 0.334 \end{pmatrix} \Omega/\text{km} &
 P_c &:= \begin{pmatrix} 200000 \\ 400000 \\ 600000 \\ 800000 \\ 1000000 \end{pmatrix} \text{ W} &
 i &:= 1..5 &
 j &:= 1..5 &
 U1 &:= 20000 \text{ V} &
 u_{i,j} &:= 2000 \text{ V} \\
 Q_{c_{i,1}} &:= P_{c_{i,1}} \cdot \tan(\arccos(0.85)) &
 l &:= 1, 10, 20000 \text{ m}
 \end{aligned}$$

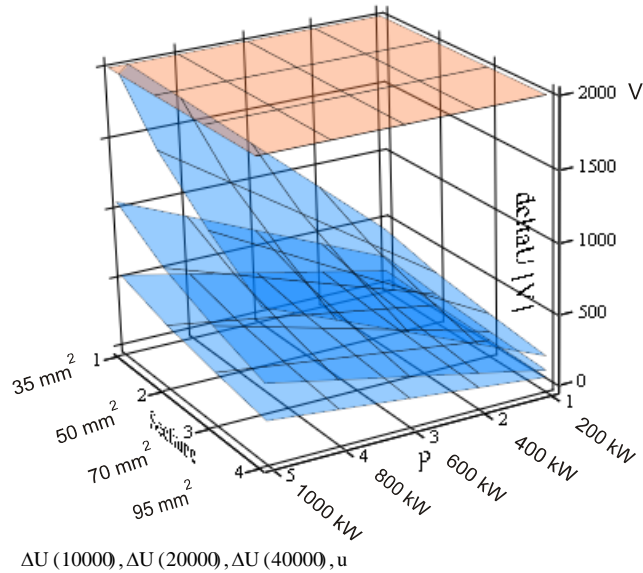
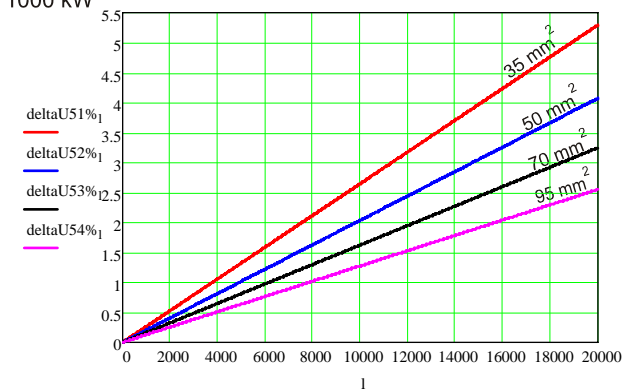
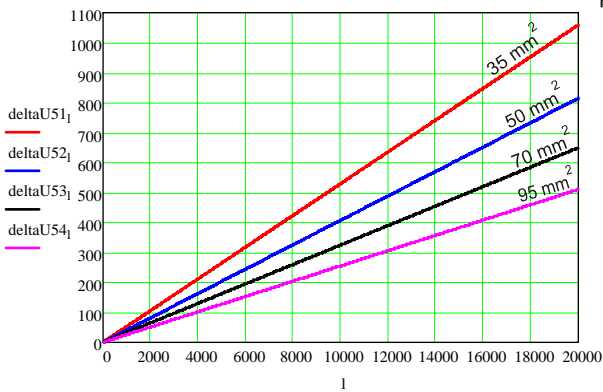
$P_c = 200 \text{ kW}$



$P_c = 800 \text{ kW}$

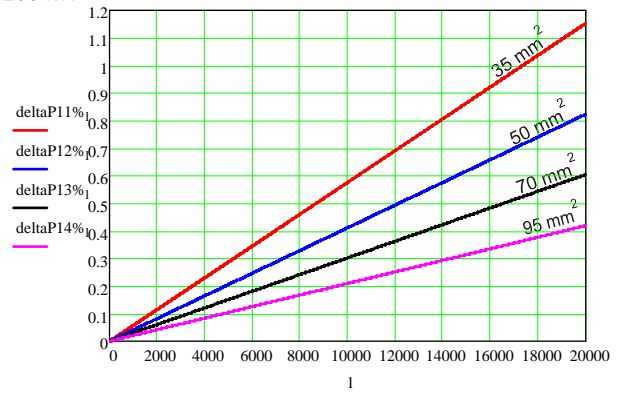
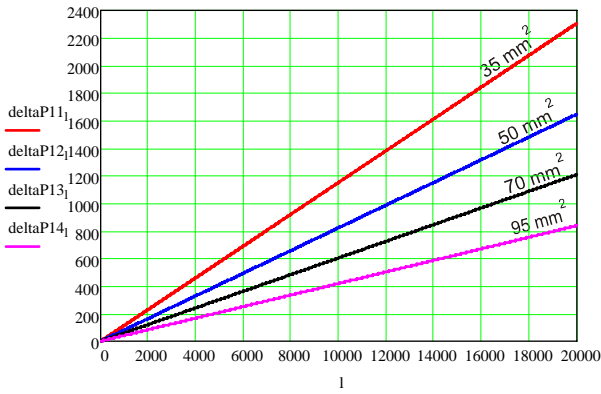


$P_c = 1000 \text{ kW}$

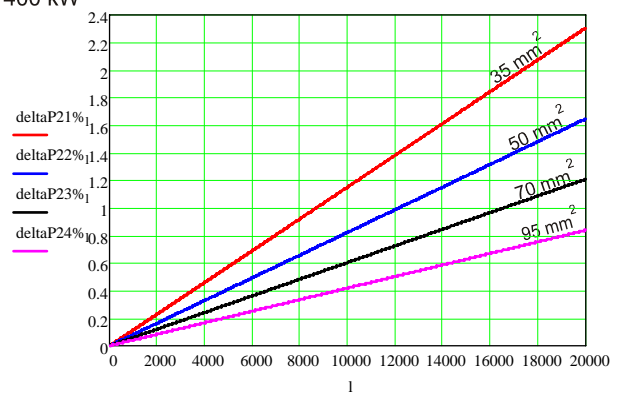
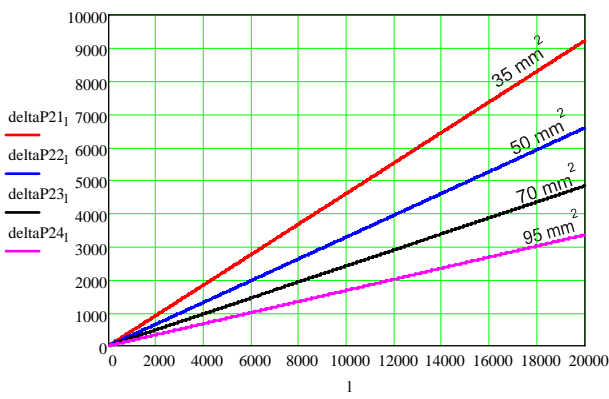


$\Delta U (10000), \Delta U (20000), \Delta U (40000), u$

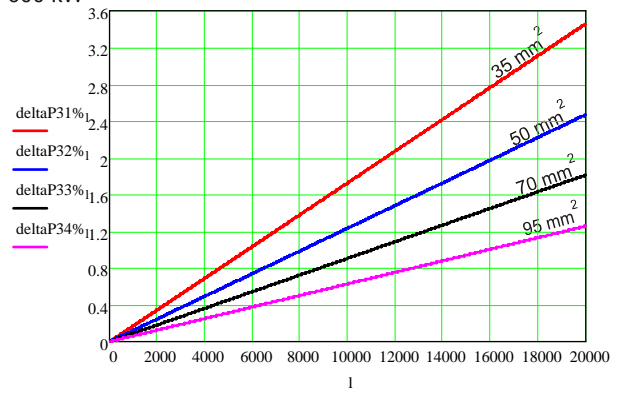
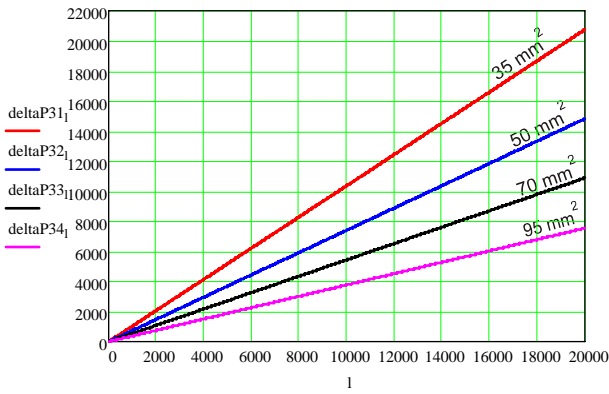
$P_c = 200 \text{ kW}$



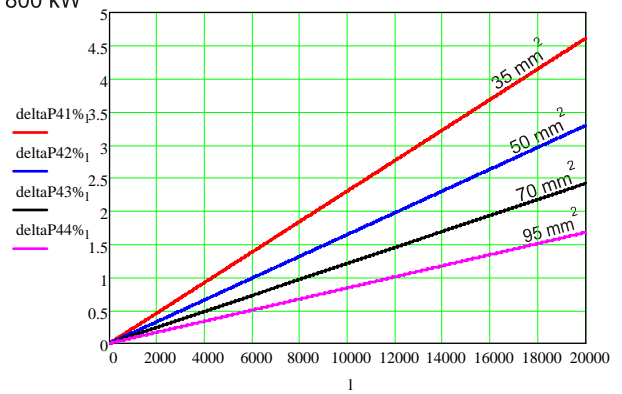
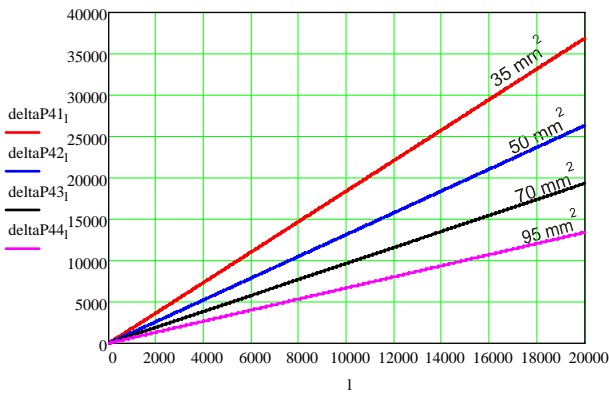
$P_c = 400 \text{ kW}$

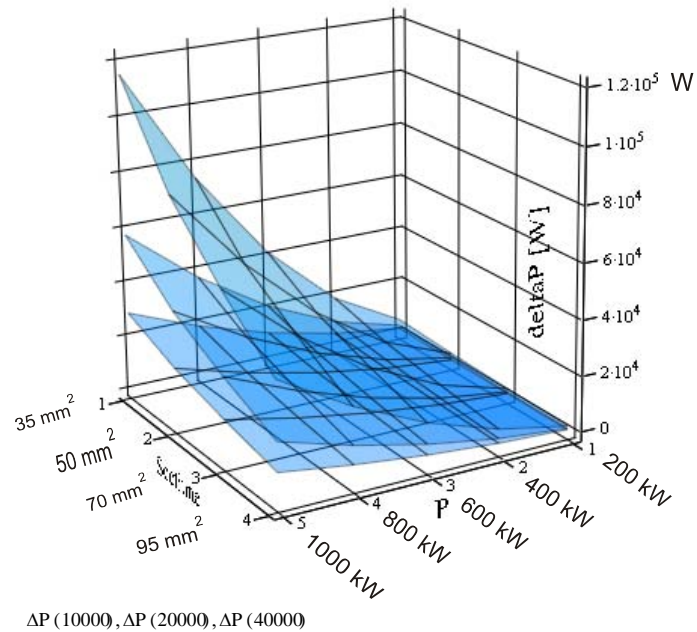
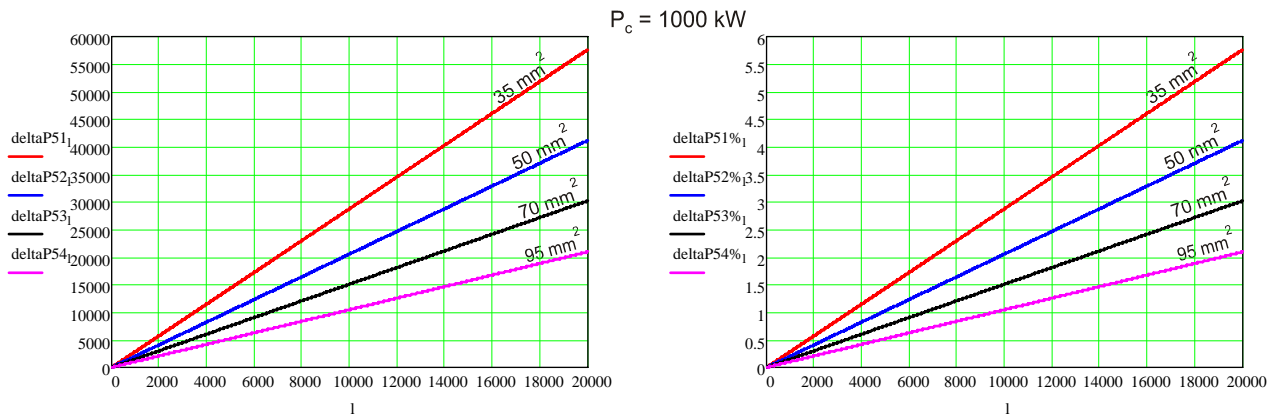


$P_c = 600 \text{ kW}$



$P_c = 800 \text{ kW}$





Pentru LEA 20 kV monofazată, racordată între două faze, la aceleași secțiuni, aceleași puteri vehiculate și aceleași distanțe, atât pierderile de tensiune cât și pierderile de putere activă, au practic valori duble față de cele corespunzătoare LEA 20 kV trifazată.

## Mărimi caracteristice și parametrii pentru elementele de rețea utilizate

Tabelul A8.1. Caracteristicile transformatoarelor trifazate de fabricație Filiași cu tensiuni nominale 1/0,4 kV cu puteri 3-63 kVA

Puterea nominală [kVA]	Tensiuni nominale		Curenți nominali		Grupă conexiuni	Puteri nominale		$u_{sc}$ [%]	$R_{dt}$ [ $\Omega$ ]	$R_{ht}$ [ $\Omega$ ]	$X_{dt}$ [ $\Omega$ ]	$X_{ht}$ [ $\Omega$ ]
	$\hat{I}T$ [kV]	JT [kV]	$IT$ [A]	JT [A]		$P_0$ [kW]	$P_{Cu}$ [kW]					
3	1	0,4	1,7	4,25	$D_{Yn-5}$	0,020	0,150	4	2,670	1,762	2,13	0,213
5	1	0,4	2,8	7	$D_{Yn-5}$	0,025	0,200	4	1,280	0,840	1,28	0,128
10	1	0,4	5,6	14	$D_{Yn-5}$	0,060	0,360	4	0,576	0,380	0,64	0,064
16	1	0,4	9	22,5	$D_{Yn-5}$	0,075	0,380	4	0,237	0,156	0,40	0,040
25	1	0,4	14	35	$D_{Yn-5}$	0,100	0,600	4	0,154	0,100	0,256	0,0256
40	1	0,4	22	56	$D_{Yn-5}$	0,150	0,950	4	0,095	0,063	0,16	0,016
16	20	1	0,5	10	$Y_{zn-5}$	0,085	0,465	4	1,816	1,200	2,5	0,25
25	20	1	0,7	14	$Y_{zn-5}$	0,110	0,700	4	1,120	0,740	1,66	0,166
40	20	1	1,15	23	$Y_{zn-5}$	0,185	0,985	4	0,615	0,400	1	0,1
63	20	1	1,82	36,5	$Y_{zn-5}$	0,250	1,350	4	0,340	0,224	0,625	0,0625

Tabelul A8.2. Caracteristicile transformatoarelor trifazate de fabricație Filiași din gama 16-160 kVA; 20/0,4 kV

Puterea nominală [kVA]	Tensiuni nominale		Curenți nominali		Grupă conexiuni	Puteri nominale		$U_k$ [%]	$R_{dt}$ [ $\Omega$ ]	$R_{ht}$ [ $\Omega$ ]	$X_{dt}$ [ $\Omega$ ]	$X_{ht}$ [ $\Omega$ ]
	$\hat{I}T$ [kV]	JT [kV]	$IT$ [A]	JT [A]		$P_0$ [kW]	$P_{Cu}$ [kW]					
16	20	0,4	0,5	25	$Y_{zn-5}$	0,085	0,465	4	0,290	0,191	0,400	0,0400
25	20	0,4	0,7	35	$Y_{zn-5}$	0,110	0,700	4	0,179	0,118	0,256	0,0260
40	20	0,4	1,15	57	$Y_{zn-5}$	0,185	0,985	4	0,100	0,066	0,160	0,0160
63	20	0,4	1,82	90	$Y_{zn-5}$	0,250	1,350	4	0,054	0,036	0,100	0,0100
100	20	0,4	2,8	140	$Y_{zn-5}$	0,320	1,750	4	0,028	0,018	0,064	0,0064
125	20	0,4	3,6	180	$Y_{zn-5}$	0,380	2,100	4	0,022	0,014	0,051	0,0051
160	20	0,4	4,6	230	$Y_{zn-5}$	0,460	2,350	4	0,015	0,010	0,040	0,0040

Tabelul A8.3. Caracteristicile transformatoarelor monofazate de fabricație ABB cu tensiunea nominală 20/0,23 kV cu puteri 5-25 kVA

Puterea nominală [kVA]	Tensiuni nominale		Curenți nominali		Puteri nominale			U <sub>k</sub> [%]	R <sub>T</sub> [Ω]	X <sub>T</sub> [Ω]
	ÎT [kV]	JT [kV]	IT [A]	JT [A]	P <sub>0</sub> [W]	P <sub>cu</sub> [W]	P <sub>0</sub> [W]			
5	20	0,22	0,25	22,7	40	250	4	0,6136	0,4232	
15	20	0,22	0,75	68,0	45	400	4	0,1046	0,1410	
25	20	0,22	1,25	113,5	73	525	4	0,0510	0,0840	

Tabelul A8.4. Caracteristicile transformatoarelor monofazate de fabricație Schneider cu tensiunea nominală 20/0,23 kV cu puteri cuprinse între 5-25 kVA

Puterea nominală [kVA]	Tensiuni nominale		Curenți nominali		Puteri nominale			U <sub>k</sub> [%]	R <sub>T</sub> [Ω]	X <sub>T</sub> [Ω]
	ÎT [kV]	JT [kV]	IT [A]	JT [A]	P <sub>0</sub> [W]	P <sub>cu</sub> [W]	P <sub>0</sub> [W]			
5	20	0,22	0,25	22	37,2	138	4	0,292	0,423	
10	20	0,22	0,50	44	53,4	302,4	4	0,159	0,216	
25	20	0,22	1,25	110	100,8	559,4	4	0,047	0,085	

Tabelul A8.5. Caracteristicile liniilor electrice cu conductoarelor torsadate

Nr. crt.	Secțiunea conductorului [mm <sup>2</sup> ]	Rezistența conductorului de fază (nul)			Reactanța totală de calcul a conductorului de fază (nul)			Curentul maxim admis în regim permanent [A]
		[Ω/km]	[Ω/8 m]	[Ω/16 m]	[Ω/km]	[Ω/8 m]	[Ω/16 m]	
1.	3 x 16 mm <sup>2</sup> , Al	1,800	0,0144	0,02900	0,098	0,0008	0,0018	75
	+50 mm <sup>2</sup> , OL - Al	0,610	0,0049	0,00976				
	3 x 25 mm <sup>2</sup> , Al	1,180	0,0095	0,19000				
2.	+50 mm <sup>2</sup> , OL - Al	0,610	0,0049	0,00976	0,097	0,0008	0,0018	97
	3 x 36 mm <sup>2</sup> , Al	0,833	0,0067	0,01330				
	+50 mm <sup>2</sup> , OL - Al	0,610	0,0049	0,00976				
3.	3 x 50 mm <sup>2</sup> , Al	0,579	0,0046	0,00926	0,089	0,0007	0,0014	119
	+50 mm <sup>2</sup> , OL - Al	0,610	0,0049	0,00976				
	3 x 70 mm <sup>2</sup> , Al	0,437	0,0035	0,00700				
4.	+50 mm <sup>2</sup> , OL - Al	0,610	0,0049	0,00976	0,086	0,00067	0,0014	141
	3 x 70 mm <sup>2</sup> , Al	0,437	0,0035	0,00700				
5.	+50 mm <sup>2</sup> , OL - Al	0,610	0,0049	0,00976	0,084	0,00067	0,00135	180
	3 x 70 mm <sup>2</sup> , Al	0,437	0,0035	0,00700				



**Anexa 9**

**Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 1 de rețea**  
(fișa de lucru Mathcad)

Calculul curenților de scurtcircuit net mono, bi si trifazat in rețelele de joasa tensiune, 0,4 kV  
- conductoare neizolate

Parametrii trafo 20/0,4 kV

Un1 := 20 kV      Un2 := 0.4 kV      i := 1..7

$$Sn := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 40 \\ 63 \\ 100 \\ 125 \\ 160 \end{pmatrix} \text{ kVA} \quad In1_i := \frac{Sn_i}{\sqrt{3} \cdot Un1} \quad In2_i := \frac{Sn_i}{\sqrt{3} \cdot Un2}$$

$$In1 = \begin{pmatrix} 0.461880 \\ 0.721688 \\ 1.154701 \\ 1.818653 \\ 2.886751 \\ 3.608439 \\ 4.618802 \end{pmatrix} \text{ A} \quad In2 = \begin{pmatrix} 23.094011 \\ 36.084392 \\ 57.735027 \\ 90.932667 \\ 144.337567 \\ 180.421959 \\ 230.940108 \end{pmatrix} \text{ A}$$

$$usc := \begin{pmatrix} 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix} \% \quad \Delta Psc := \begin{pmatrix} 0.465 \\ 0.700 \\ 0.985 \\ 1.350 \\ 1.750 \\ 2.100 \\ 2.350 \end{pmatrix} \text{ kW}$$

$$Rt1_i := \Delta Psc_i \cdot 10^3 \cdot \frac{Un1^2}{(Sn_i)^2} \quad Rt2_i := \Delta Psc_i \cdot 10^3 \cdot \frac{Un2^2}{(Sn_i)^2}$$

$$Zt1_i := \frac{usc_i}{100} \cdot \frac{Un1^2}{Sn_i} \cdot 10^3 \quad Zt2_i := \frac{usc_i}{100} \cdot \frac{Un2^2}{Sn_i} \cdot 10^3$$

$$Rt1 = \begin{pmatrix} 726.562500 \\ 448.000000 \\ 246.250000 \\ 136.054422 \\ 70.000000 \\ 53.760000 \\ 36.718750 \end{pmatrix} \quad Zt1 = \begin{pmatrix} 1000.000000 \\ 640.000000 \\ 400.000000 \\ 253.968254 \\ 160.000000 \\ 128.000000 \\ 100.000000 \end{pmatrix}$$

$$Xt1_i := \sqrt{(Zt1_i)^2 - (Rt1_i)^2} \quad Xt1 = \begin{pmatrix} 687.100381 \\ 457.051419 \\ 315.215700 \\ 214.450620 \\ 143.874946 \\ 116.163085 \\ 93.014695 \end{pmatrix} \Omega$$

$$Rt2 = \begin{pmatrix} 0.290625 \\ 0.179200 \\ 0.098500 \\ 0.054422 \\ 0.028000 \\ 0.021504 \\ 0.014688 \end{pmatrix} \quad Zt2 = \begin{pmatrix} 0.400000 \\ 0.256000 \\ 0.160000 \\ 0.101587 \\ 0.064000 \\ 0.051200 \\ 0.040000 \end{pmatrix}$$

$$Xt2_i := \sqrt{(Zt2_i)^2 - (Rt2_i)^2} \quad Xt2 = \begin{pmatrix} 0.274840 \\ 0.182821 \\ 0.126086 \\ 0.085780 \\ 0.057550 \\ 0.046465 \\ 0.037206 \end{pmatrix} \Omega$$

Parametrii de secventa homopolara ai trafo

$$KhR := (0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5)$$

$$KhX := (0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1)$$

$$Rt1h_i := KhR_{1,i} \cdot Rt1_i$$

$$Rt2h_i := KhR_{1,i} \cdot Rt2_i$$

$$Xt1h_i := KhX_{1,i} \cdot Xt1_i$$

$$Xt2h_i := KhX_{1,i} \cdot Xt2_i$$

$$Rt1h = \begin{pmatrix} 363.281250 \\ 224.000000 \\ 123.125000 \\ 68.027211 \\ 35.000000 \\ 26.880000 \\ 18.359375 \end{pmatrix}$$

$$Rt2h = \begin{pmatrix} 0.1453125 \\ 0.0896000 \\ 0.0492500 \\ 0.0272109 \\ 0.0140000 \\ 0.0107520 \\ 0.0073438 \end{pmatrix}$$

$$Xt1h = \begin{pmatrix} 68.710038 \\ 45.705142 \\ 31.521570 \\ 21.445062 \\ 14.387495 \\ 11.616309 \\ 9.301469 \end{pmatrix}$$

$$Xt2h = \begin{pmatrix} 0.027484 \\ 0.018282 \\ 0.012609 \\ 0.008578 \\ 0.005755 \\ 0.004647 \\ 0.003721 \end{pmatrix}$$

Parametrii LEA 0,4 kV neizolate

$$SLEA := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2$$

$$R0LEA := \begin{pmatrix} 1.96 \\ 1.27 \\ 0.91 \\ 0.63 \\ 0.45 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \ \Omega/\text{m}$$

$$RN0 := R0LEA$$

$$X0LEA := \begin{pmatrix} 0.356 \\ 0.345 \\ 0.336 \\ 0.325 \\ 0.315 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \ \Omega/\text{m}$$

Parametrii sistem vazut pe barele de 20 kV ale ST redus la 0,4 kV

$$S_{sc} := 140 \text{ MVA}$$

$$Z_s := \frac{(1 \cdot U_{n2})^2}{S_{sc}}$$

$$Z_s = 0.001383$$

$$X_{sST} := 0.995 Z_s$$

$$X_{sST} = 0.001376$$

$$R_{sST} := 0.1 \cdot X_{sST}$$

$$R_{sST} = 0.000138$$

Parametrii LEA 3F 20 kV, l=10 km, S= 95 mm<sup>2</sup>, redusi la 0,4 kV

$$RLEA20 := 10 \cdot 0.303$$

$$RLEA20 = 3.030000 \ \Omega$$

$$XLEA20 := 10 \cdot 0.334$$

$$XLEA20 = 3.340000 \ \Omega$$

$$RLEA := RLEA20 \frac{U_{n2}^2}{U_{n1}^2}$$

$$RLEA = 0.001212$$

$$XLEA := XLEA20 \frac{U_{n2}^2}{U_{n1}^2}$$

$$XLEA = 0.001336$$

Parametrii sistemului vazut la bornele de m.t. ale PT, redusi la 0,4 kV

$$R_s := R_{sST} + RLEA$$

$$R_s = 0.001350$$

$$X_s := X_{sST} + XLEA$$

$$X_s = 0.002712 \ \Omega$$

$$Z_{sMVA} := \sqrt{R_s^2 + X_s^2}$$

$$Z_s = 0.003029$$

$$S_{scPT04} := \frac{U_{n2}^2}{Z_s}$$

$$S_{scPT04} = 52.819266 \text{ MVA}$$

Calculul curentilor de scurtcircuit monofazati pe o LEA racordata pe barele de j.t. ale trafo

$$j := 0..1000$$

$$Ik111(j) := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt2_1 + Rt2h_1 + 3 \cdot R0LEA_1 + 3 \cdot RN0_1)^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt2_1 + Xt2h_1 + 6 \cdot X0LEA_1)^2}}$$

....

$$Ik1154(j) := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt2_1 + Rt2h_1 + 3 \cdot R0LEA_5 + 3 \cdot RN0_4)^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt2_1 + Xt2h_1 + 6 \cdot X0LEA_5)^2}}$$

$$Ik1211(1) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un2 \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2Rs + 2 \cdot Rt2_2 + Rt2h_2 + 3 \cdot 1 \cdot R0LEA_1 + 3 \cdot 1 \cdot RN0_1)^2 + (2 \cdot Xs + 2 \cdot Xt2_2 + Xt2h_2 + 6 \cdot 1 \cdot X0LEA_1)^2}}$$

....

$$Ik1254(1) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un2 \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2Rs + 2 \cdot Rt2_2 + Rt2h_2 + 3 \cdot 1 \cdot R0LEA_5 + 3 \cdot 1 \cdot RN0_4)^2 + (2 \cdot Xs + 2 \cdot Xt2_2 + Xt2h_2 + 6 \cdot 1 \cdot X0LEA_5)^2}}$$

....

$$Ik1754(1) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un2 \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2Rs + 2 \cdot Rt2_7 + Rt2h_7 + 3 \cdot 1 \cdot R0LEA_5 + 3 \cdot 1 \cdot RN0_4)^2 + (2 \cdot Xs + 2 \cdot Xt2_7 + Xt2h_7 + 6 \cdot 1 \cdot X0LEA_5)^2}}$$

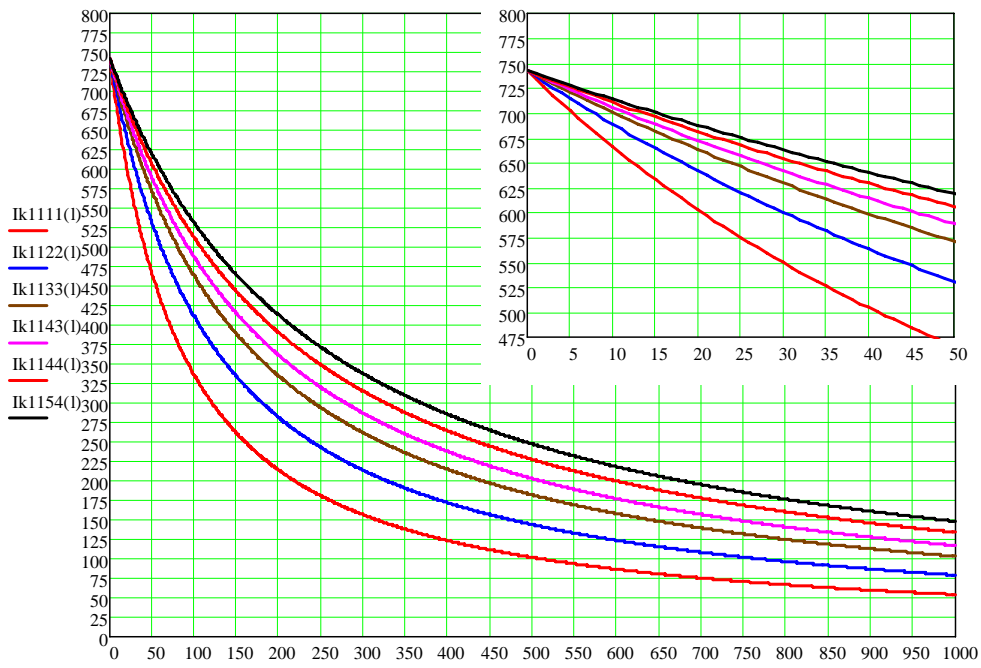
Scutircircuit monofazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 16 \text{ kVA}$

$I_{k1111(0)} = 742.256146 \text{ A}$

$I_{k1154(8)} = 719.367651 \text{ A}$

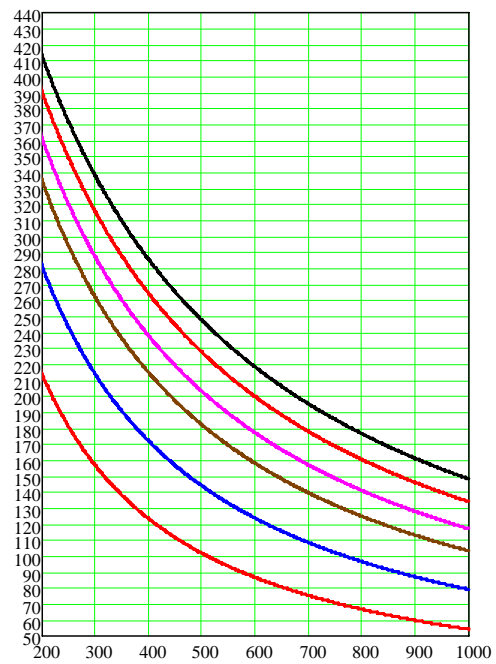
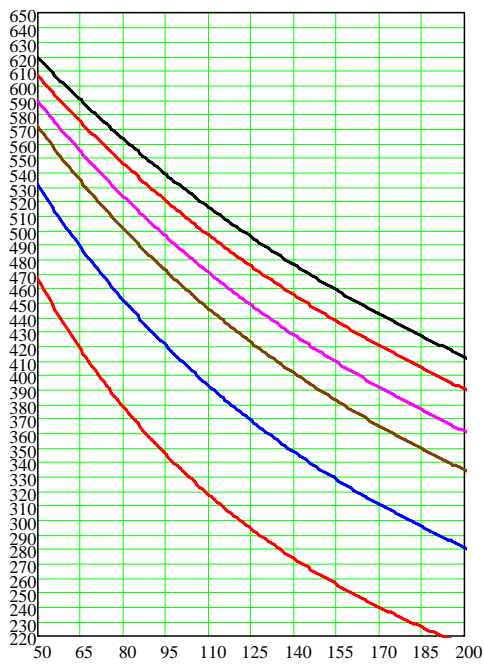
$I_{k1154(16)} = 697.835454 \text{ A}$



1

$I_{k1154(50)} = 618.985489 \text{ A}$

$I_{k1154(200)} = 412.599265 \text{ A}$

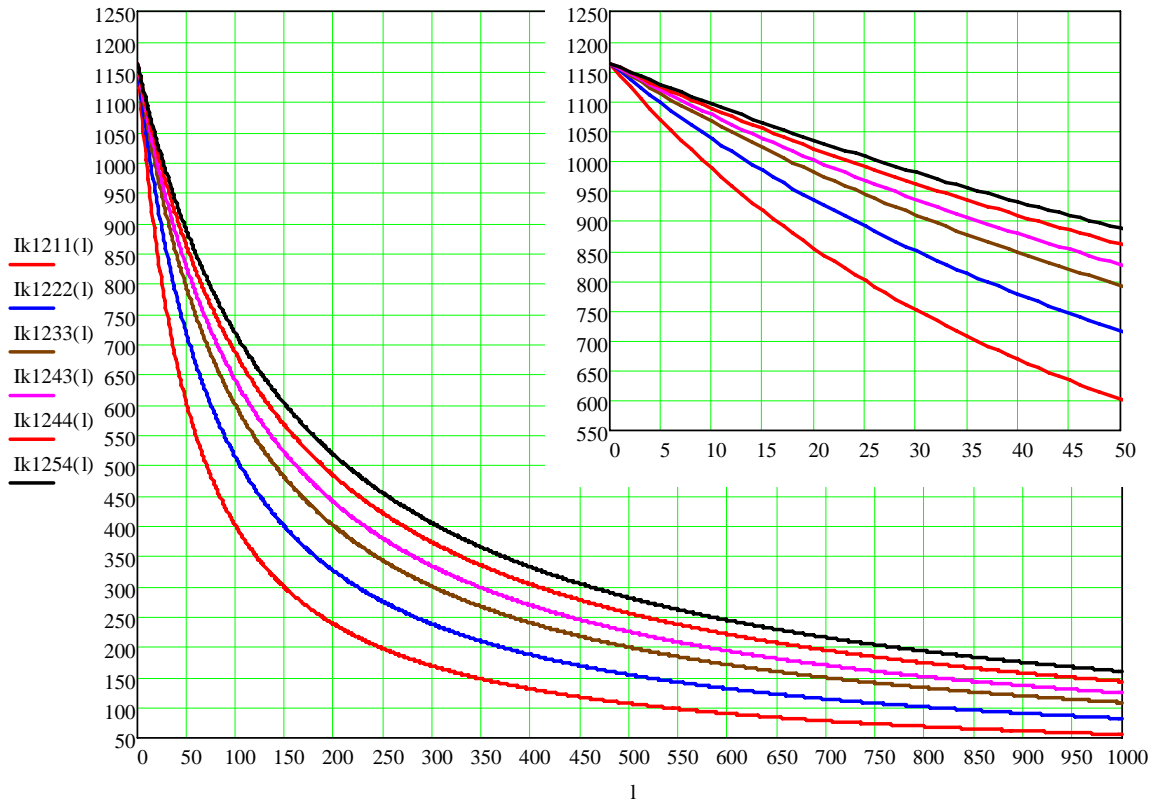


Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 25 \text{ kVA}$

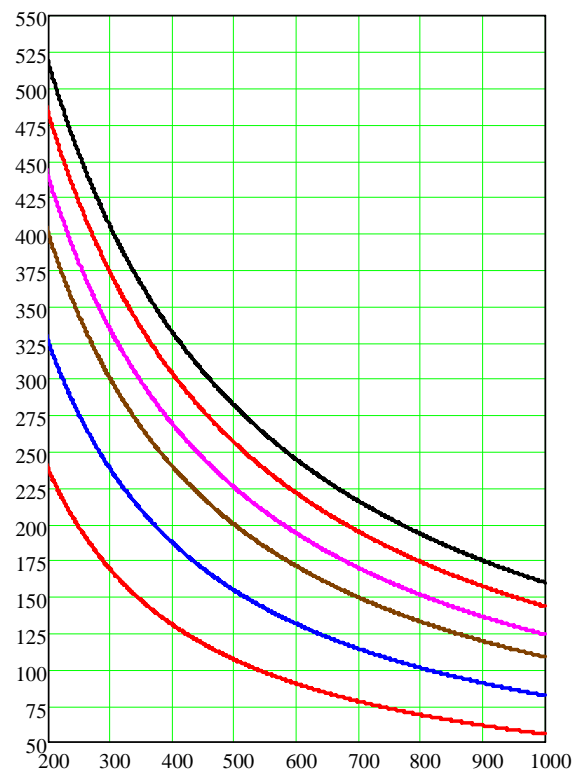
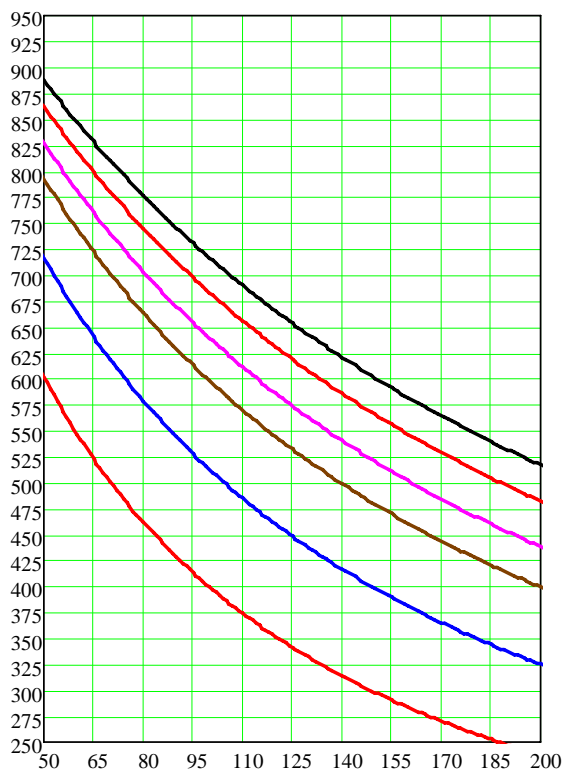
$I_{k121}(0) = 1163.261156 \text{ A}$

$I_{k1254}(8) = 1108.321770 \text{ A}$   
 $I_{k1254}(16) = 1058.266543 \text{ A}$



$I_{k1254}(50) = 887.423265 \text{ A}$

$I_{k1254}(200) = 516.978062 \text{ A}$



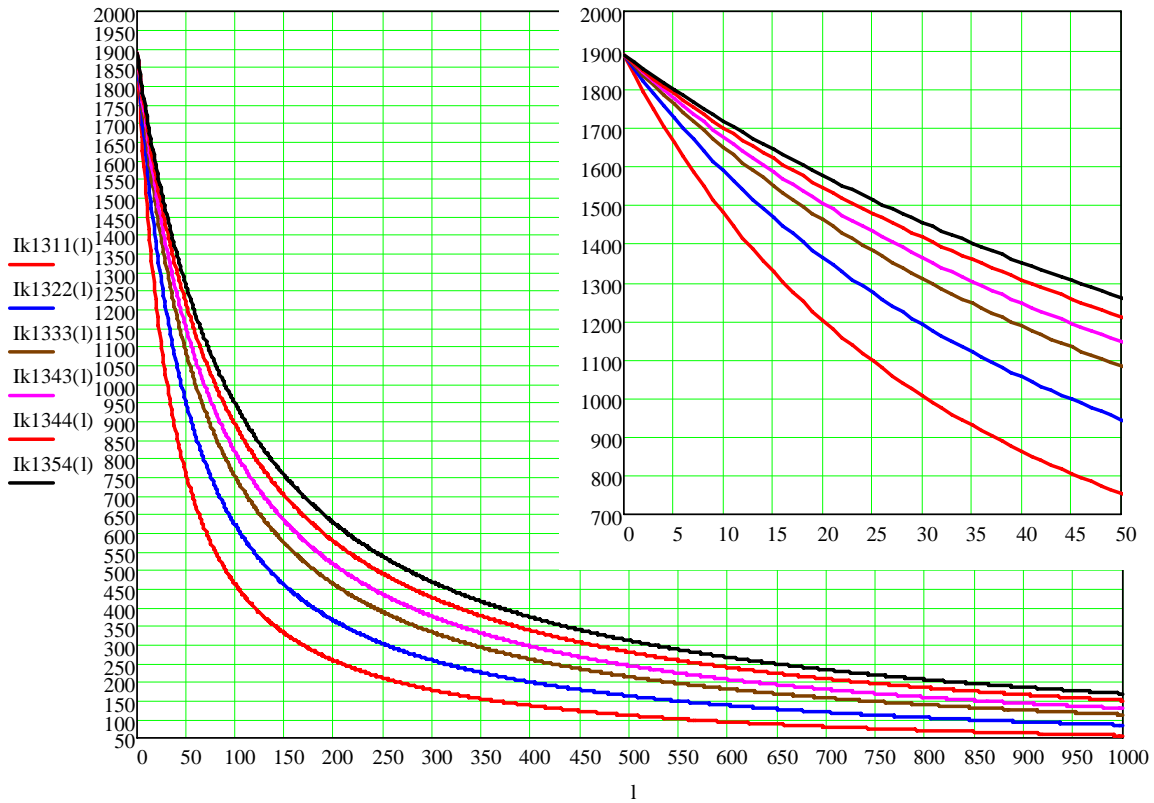
Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 40 \text{ kVA}$

$I_{k131}(0) = 1885.712509 \text{ A}$

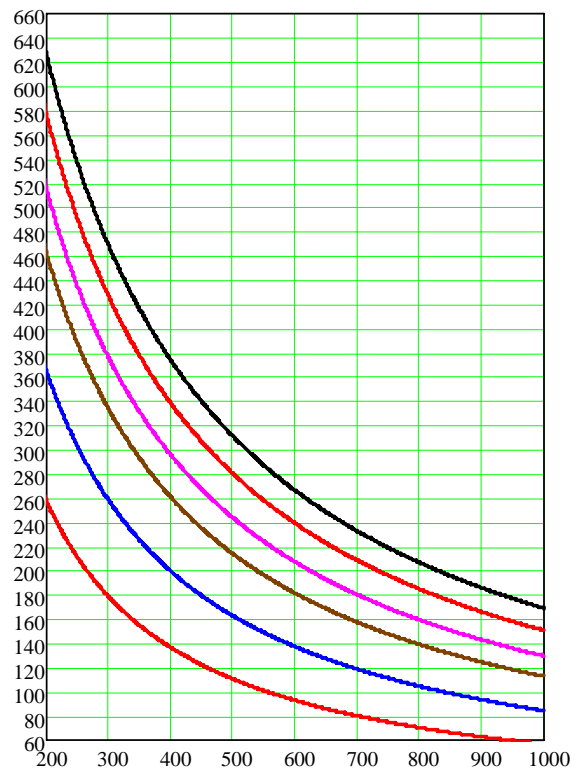
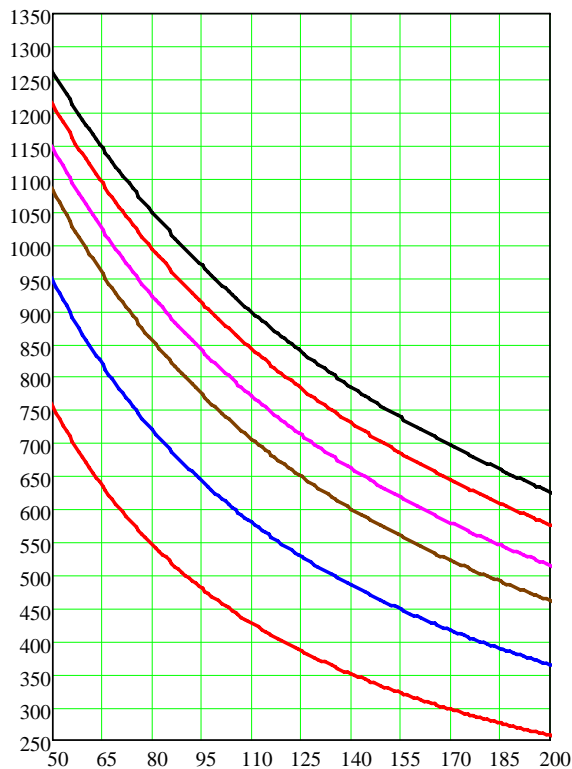
$I_{k1354}(8) = 1748.724220 \text{ A}$

$I_{k1354}(16) = 1629.640555 \text{ A}$



$I_{k1354}(50) = 1260.947356 \text{ A}$

$I_{k1354}(200) = 626.048453 \text{ A}$



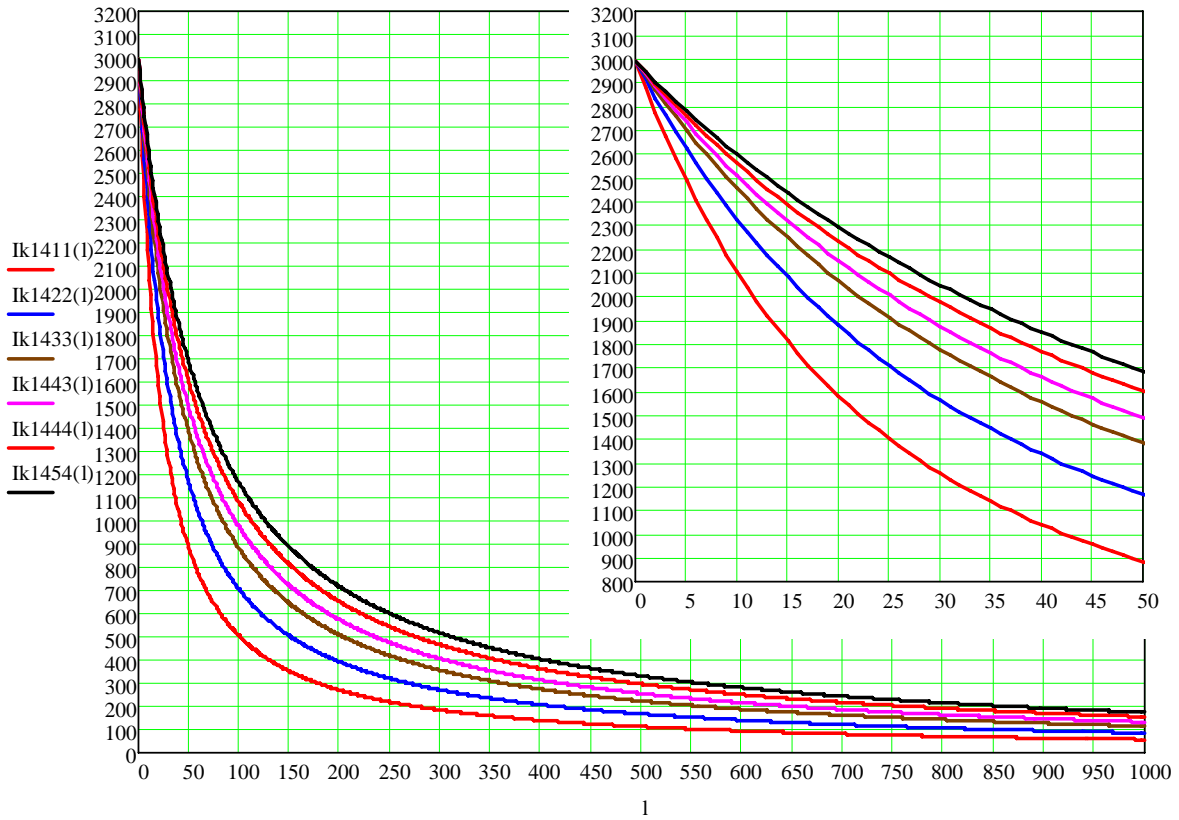
Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 63 \text{ kVA}$

$I_{k1411}(0) = 2990.130978 \text{ A}$

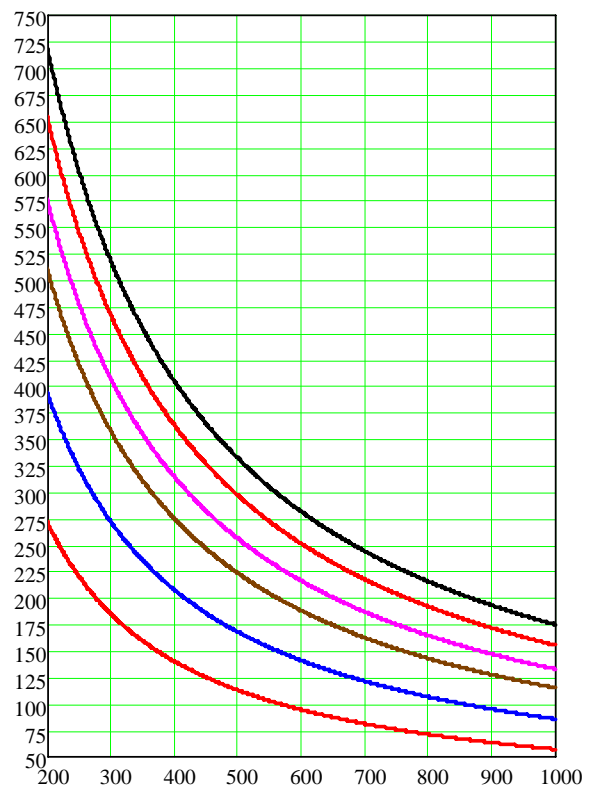
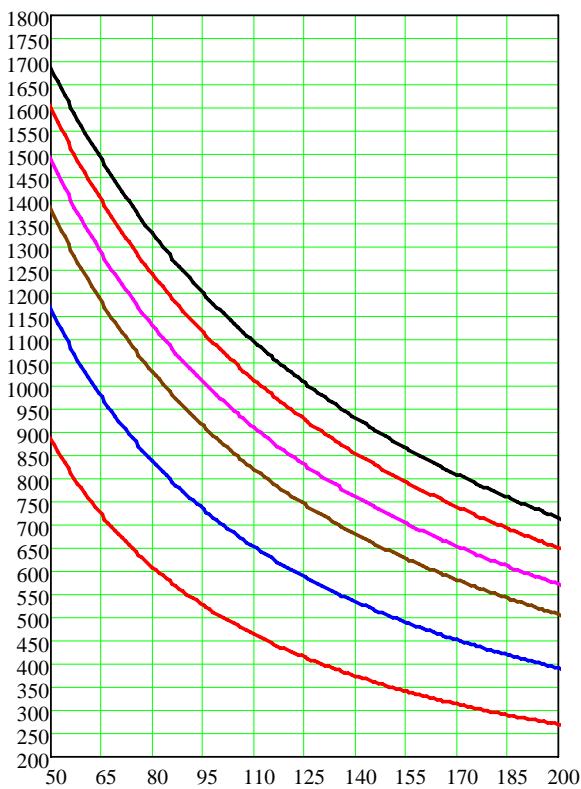
$I_{k1454(8)} = 2668.825806 \text{ A}$

$I_{k1454(16)} = 2406.313746 \text{ A}$



$I_{k1454(50)} = 1685.860467 \text{ A}$

$I_{k1454(200)} = 715.891640 \text{ A}$





Scurtcircuit bifazat net in pe LEA de 0,4 kV la distanta "l" de barele de j.t. ale PT

$$Ik_{211}(l) := \frac{Un_2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{2_1} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{2_1} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

$$Ik_{215}(l) := \frac{Un_2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{2_1} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{2_1} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$Ik_{221}(l) := \frac{Un_2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{2_2} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{2_2} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

$$Ik_{225}(l) := \frac{Un_2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{2_2} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{2_2} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$Ik_{275}(l) := \frac{Un_2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{2_7} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{2_7} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV

$$Ik_{311}(l) := \frac{\frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{2_1} + l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (X_s + Xt_{2_1} + l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

$$Ik_{315}(l) := \frac{\frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{2_1} + l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (X_s + Xt_{2_1} + l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$Ik_{321}(l) := \frac{\frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{2_2} + l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (X_s + Xt_{2_2} + l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

$$Ik_{325}(l) := \frac{\frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{2_2} + l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (X_s + Xt_{2_2} + l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$Ik_{375}(l) := \frac{\frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{2_7} + l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (X_s + Xt_{2_7} + l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

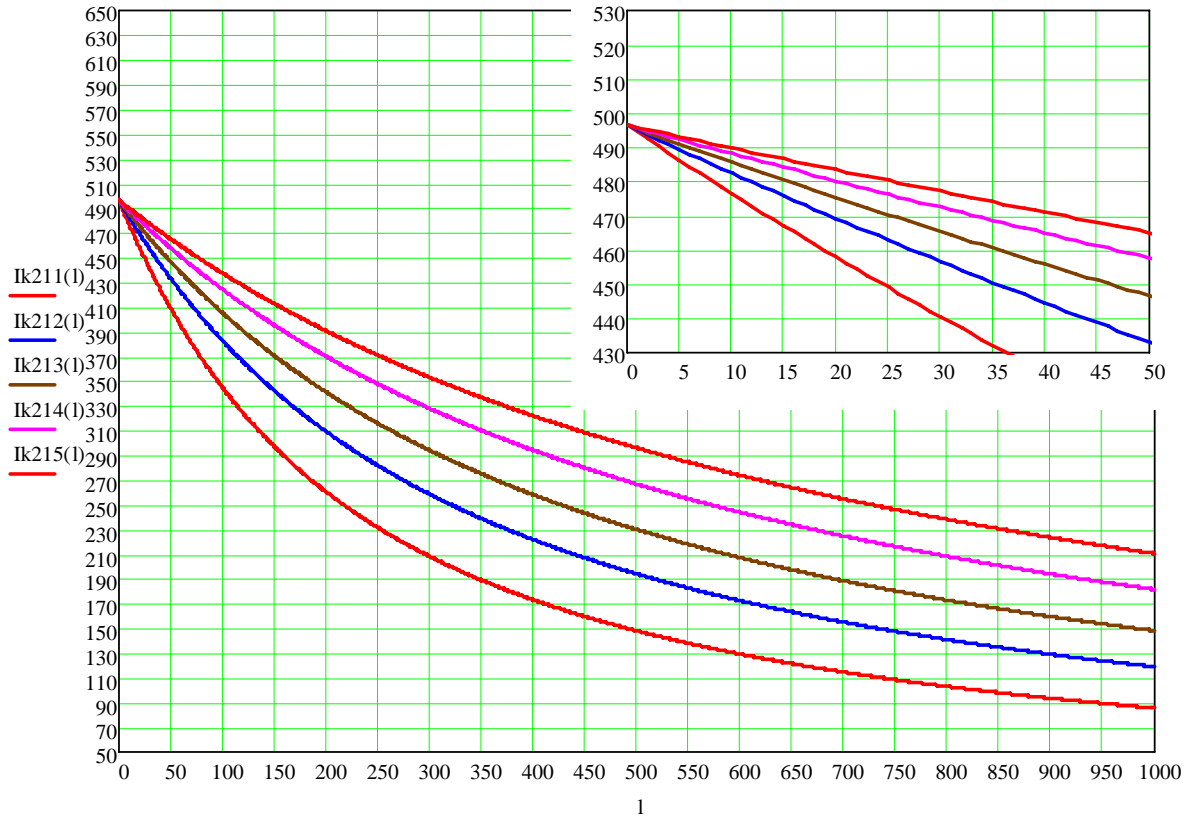
Scurtcircuit bifazat net in rețeaua de 0,4 kV

$S_{nT} = 16 \text{ kVA}$

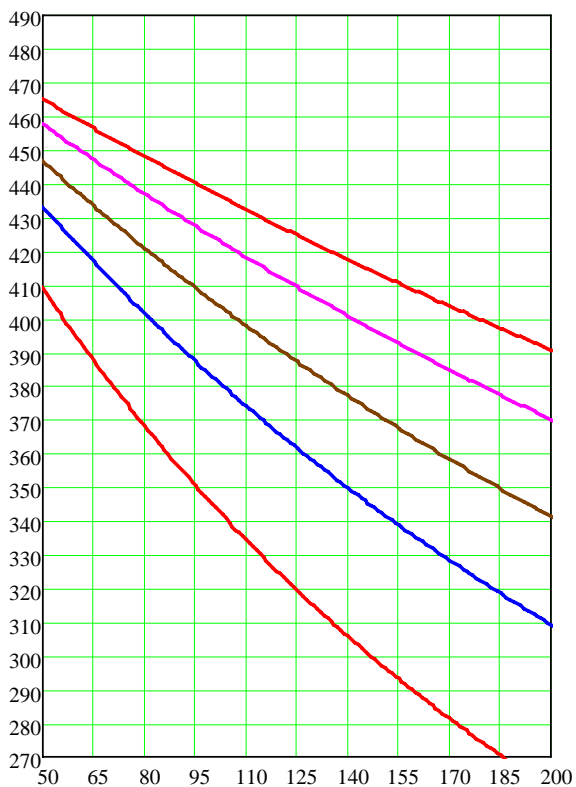
$I_{k211}(0) = 496.468505 \text{ A}$

$I_{k215}(8) = 491.169682 \text{ A}$

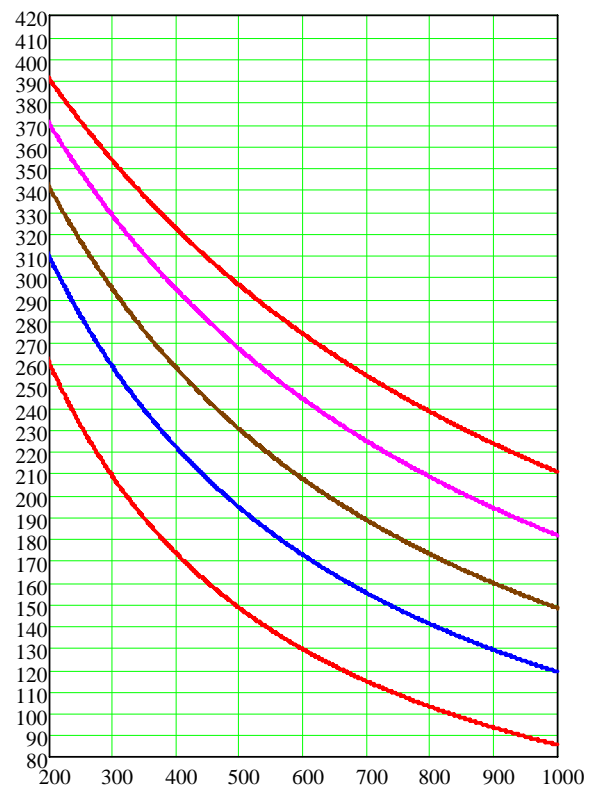
$I_{k215}(16) = 485.981560 \text{ A}$



$I_{k215}(50) = 465.090636 \text{ A}$

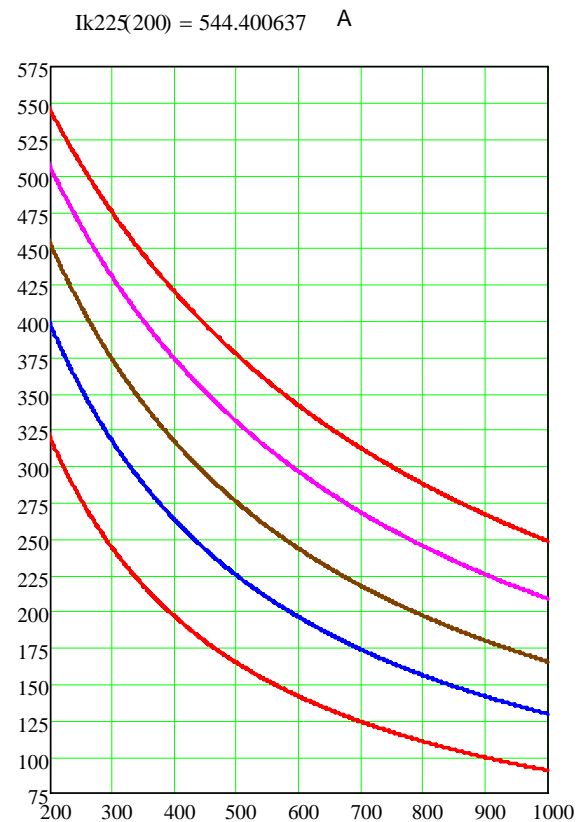
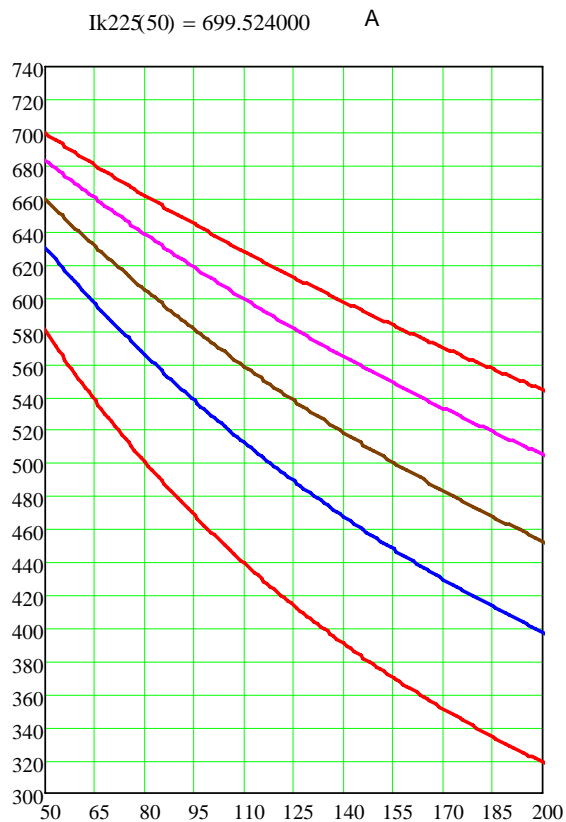
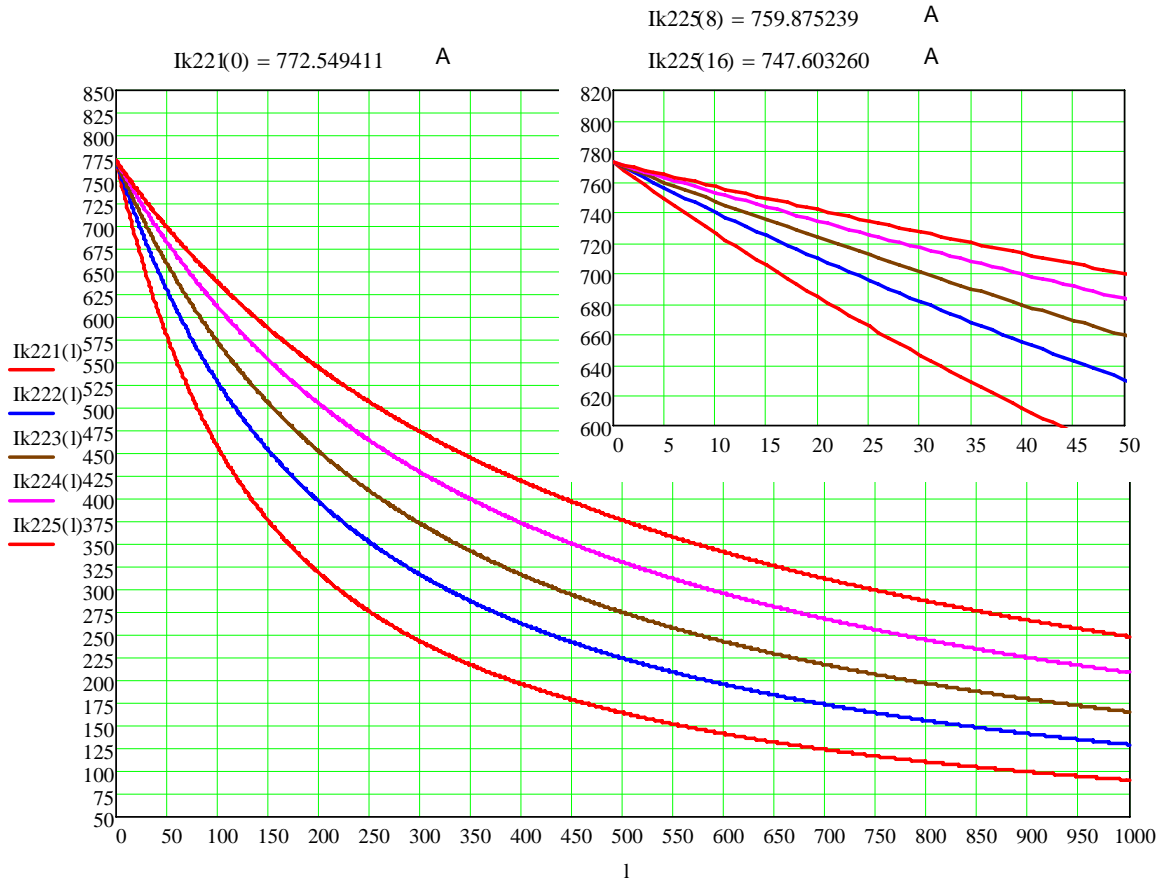


$I_{k215}(200) = 390.821605 \text{ A}$



Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 25 \text{ kVA}$



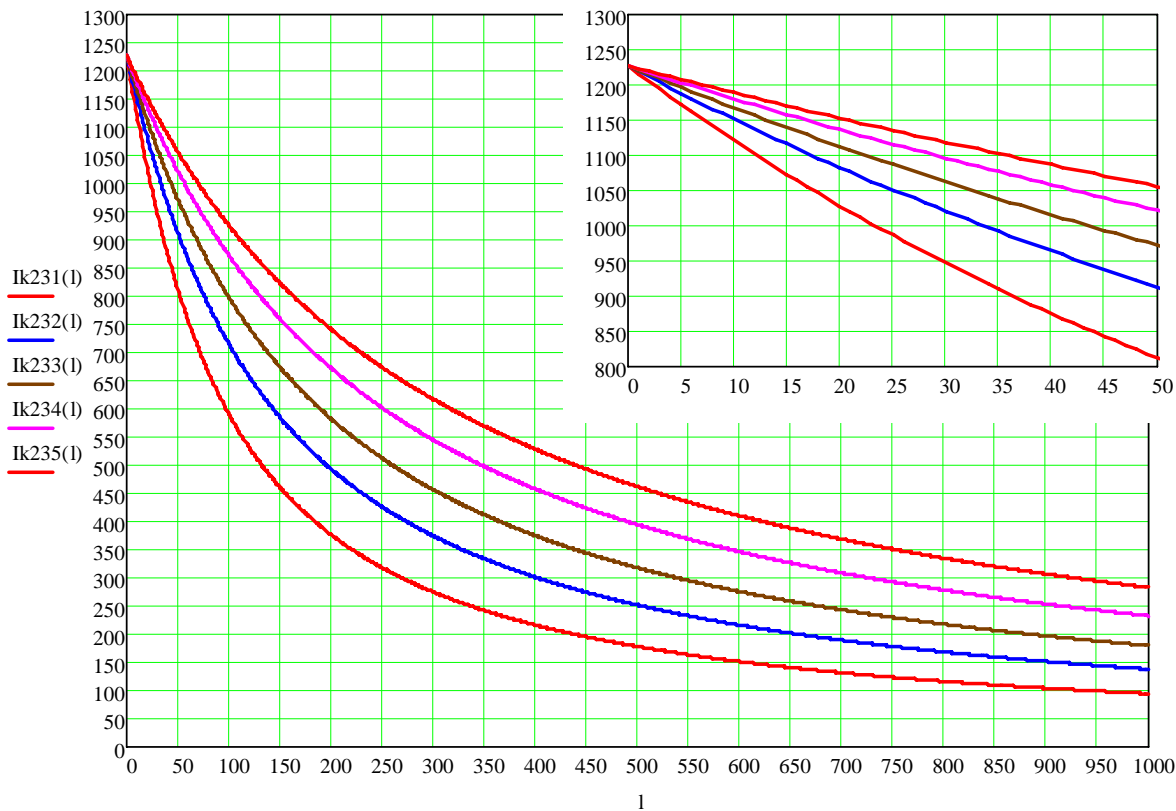
Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 40 \text{ kVA}$

$I_{k231(0)} = 1227.226600 \text{ A}$

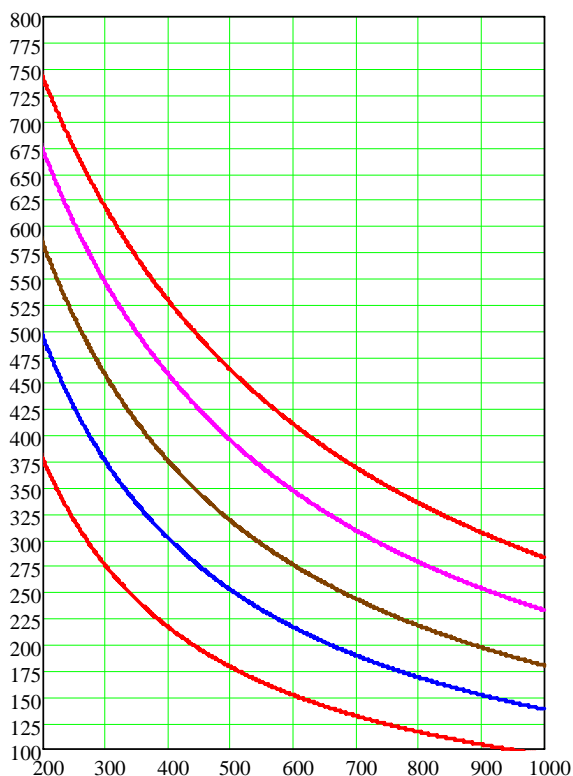
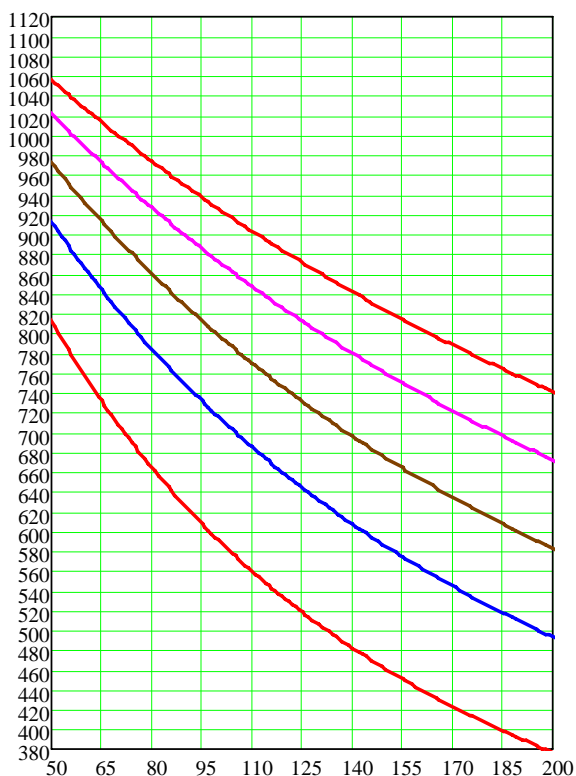
$I_{k235(8)} = 1196.376523 \text{ A}$

$I_{k235(16)} = 1166.973852 \text{ A}$



$I_{k235(50)} = 1056.094990 \text{ A}$

$I_{k235(200)} = 741.099551 \text{ A}$



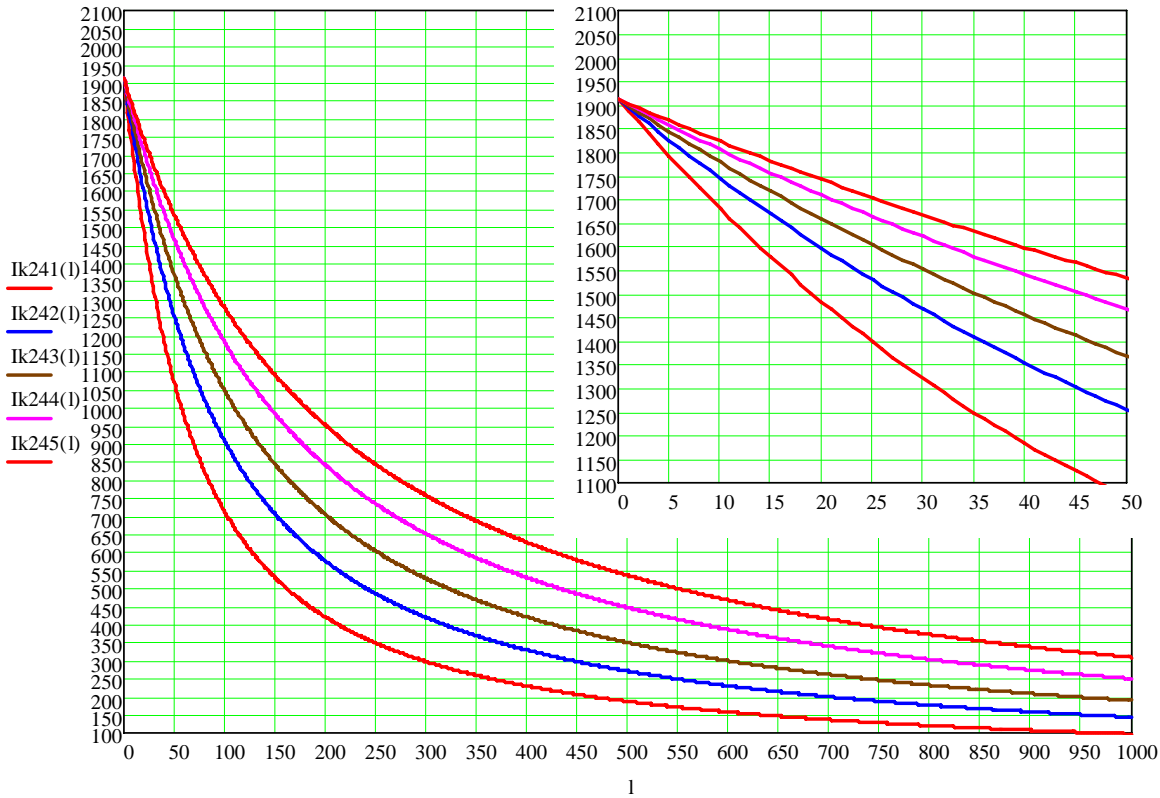
Scurtcircuit bifazat net in reseaua de 0,4 kV

$S_{nT} = 63 \text{ kVA}$

$I_{k241}(0) = 1912.032541 \text{ A}$

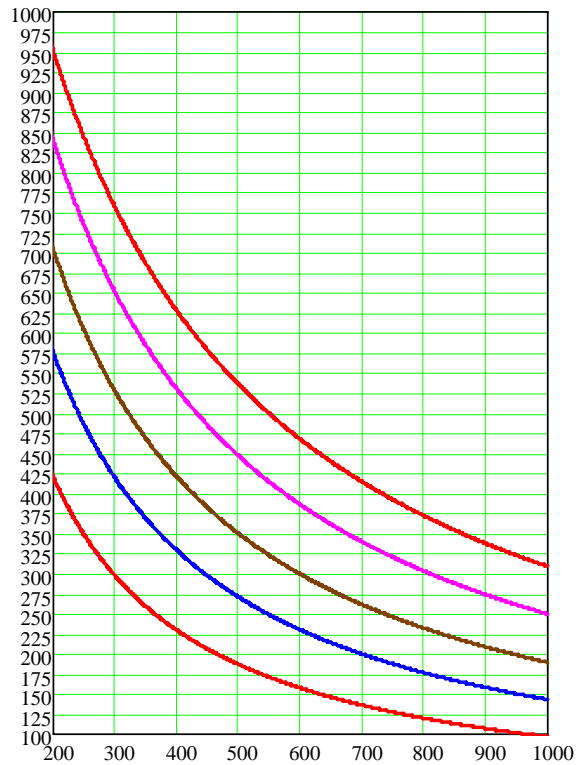
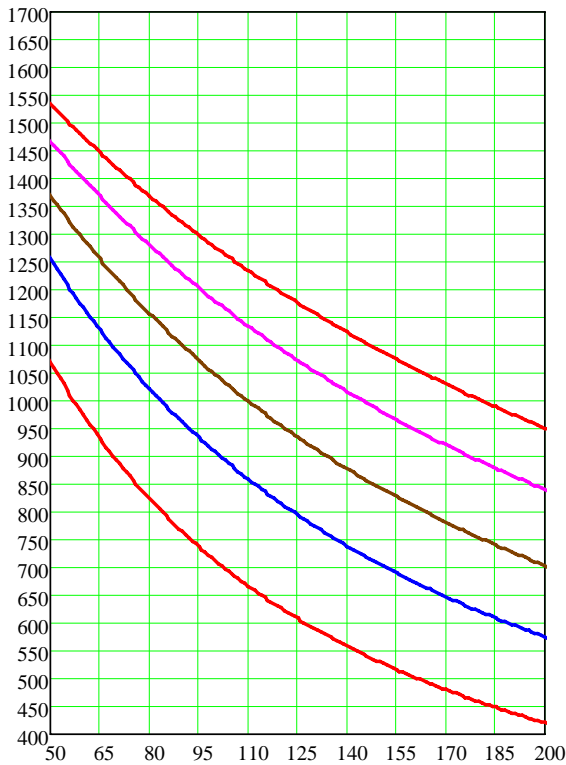
$I_{k245}(8) = 1840.511592 \text{ A}$

$I_{k245}(16) = 1773.759128 \text{ A}$



$I_{k245}(50) = 1534.253080 \text{ A}$

$I_{k245}(200) = 951.311876 \text{ A}$

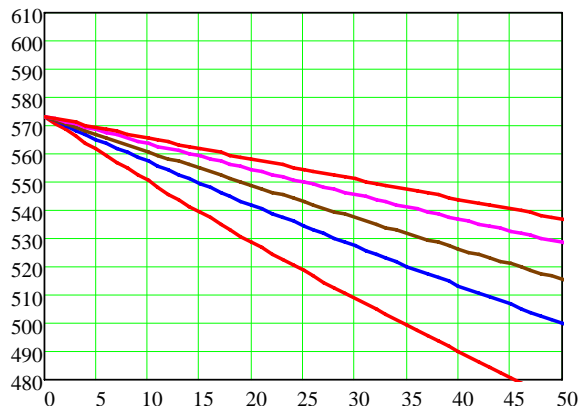
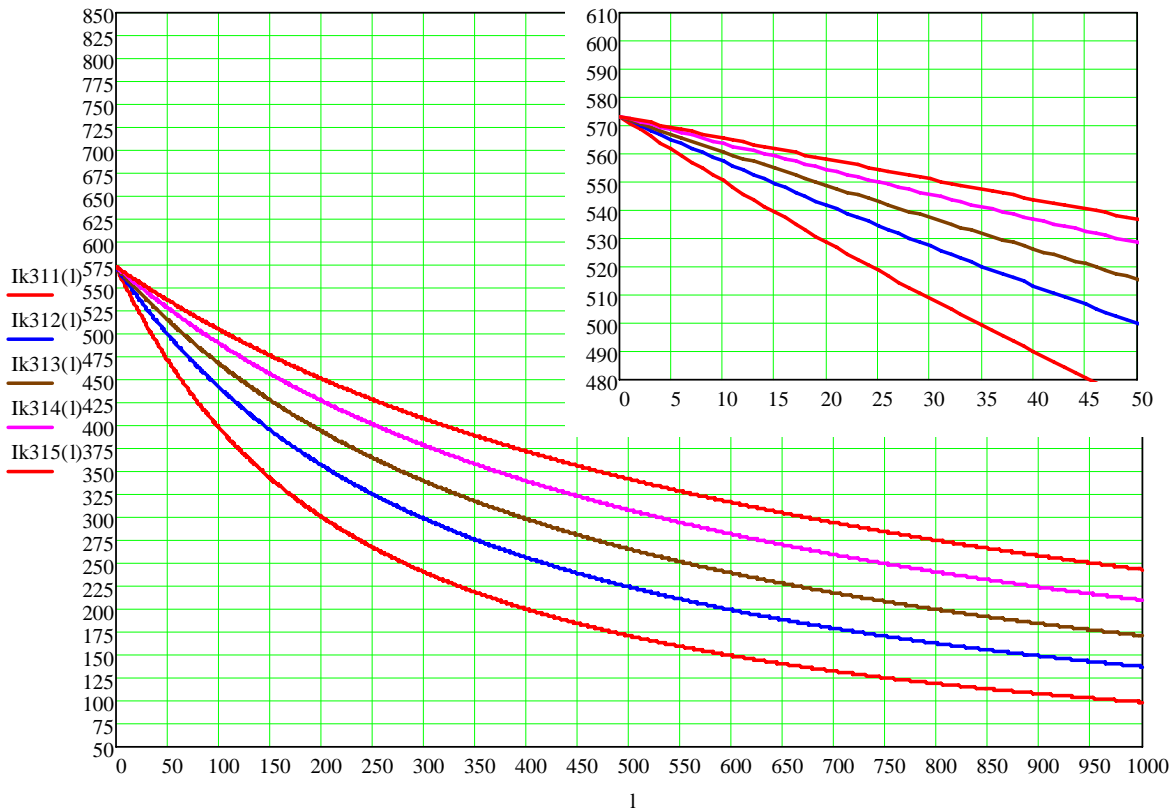


Scurtcircuit trifazat net in rețeaua de 0,4 kV

$S_{nT} = 16 \text{ kVA}$

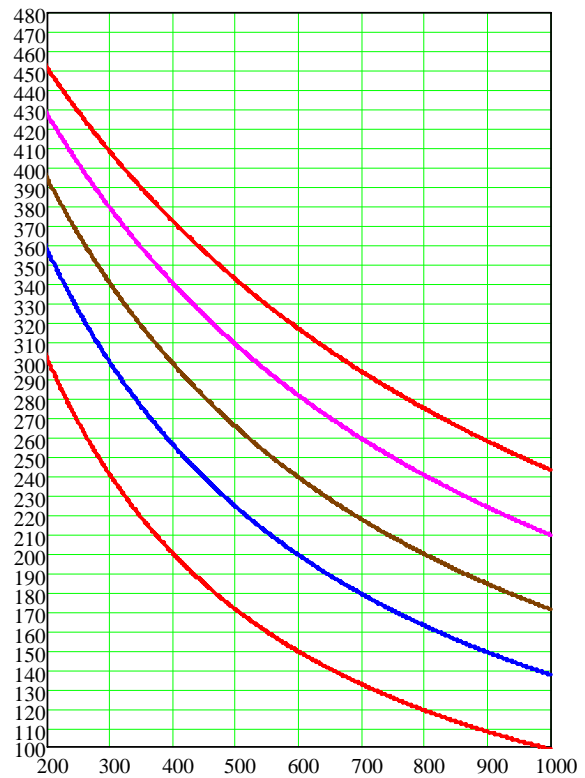
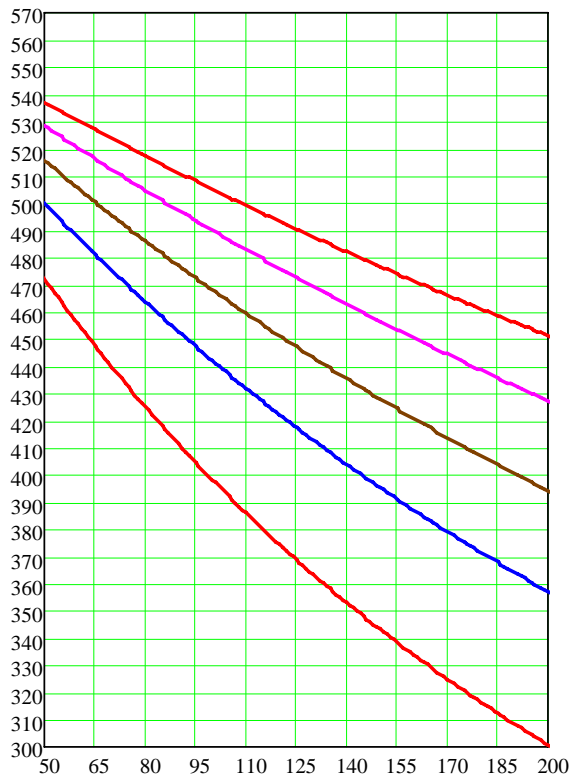
$I_{k311}(0) = 573.272450 \text{ A}$

$I_{k315}(8) = 567.153896 \text{ A}$   
 $I_{k315}(16) = 561.163169 \text{ A}$



$I_{k315}(50) = 537.040408 \text{ A}$

$I_{k315}(200) = 451.281918 \text{ A}$

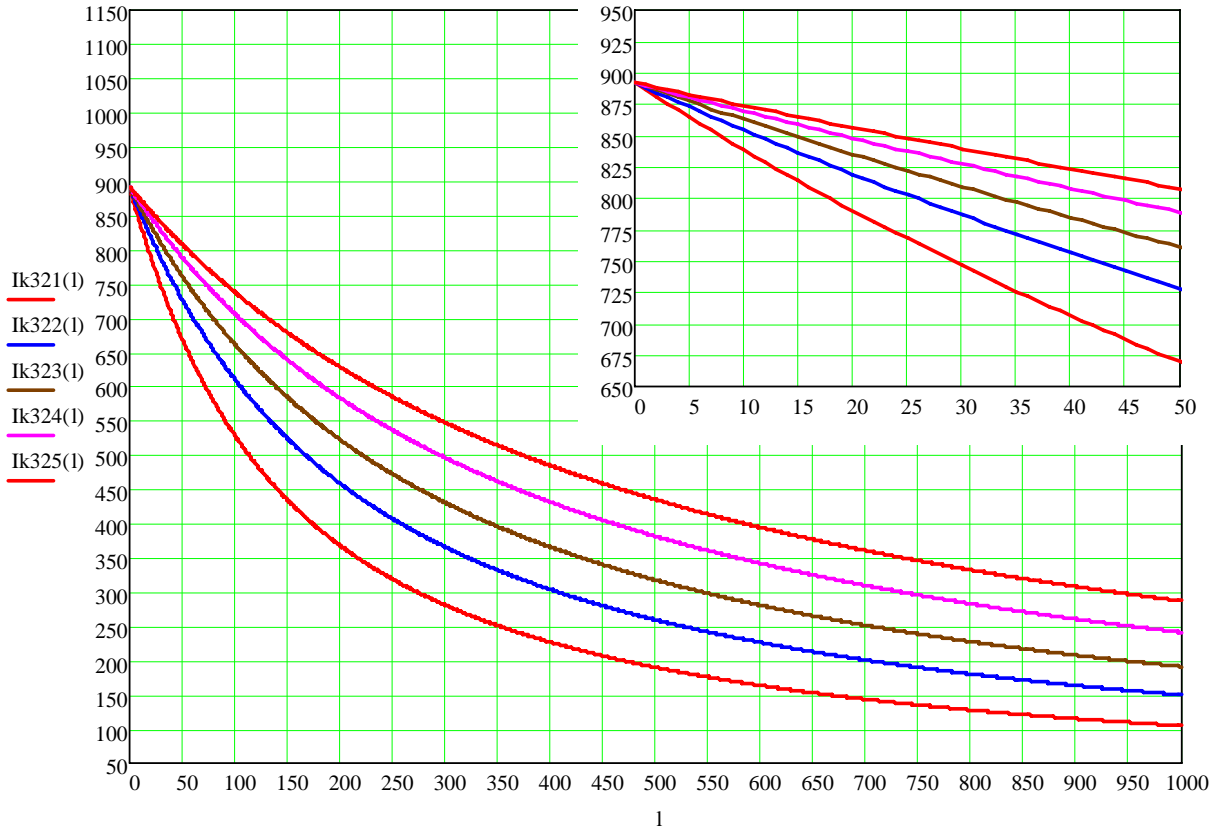


Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV

$I_{k325(8)} = 877.428348$  A  $S_{nT} = 25$  kVA

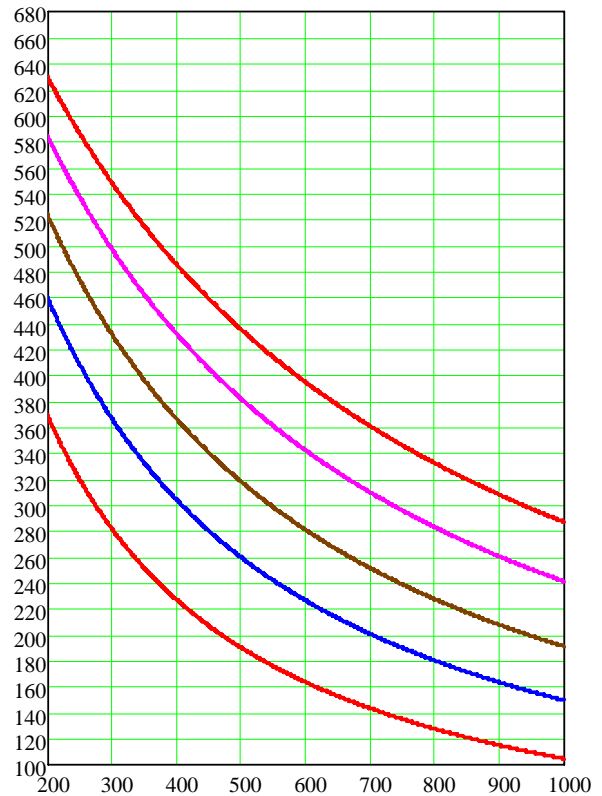
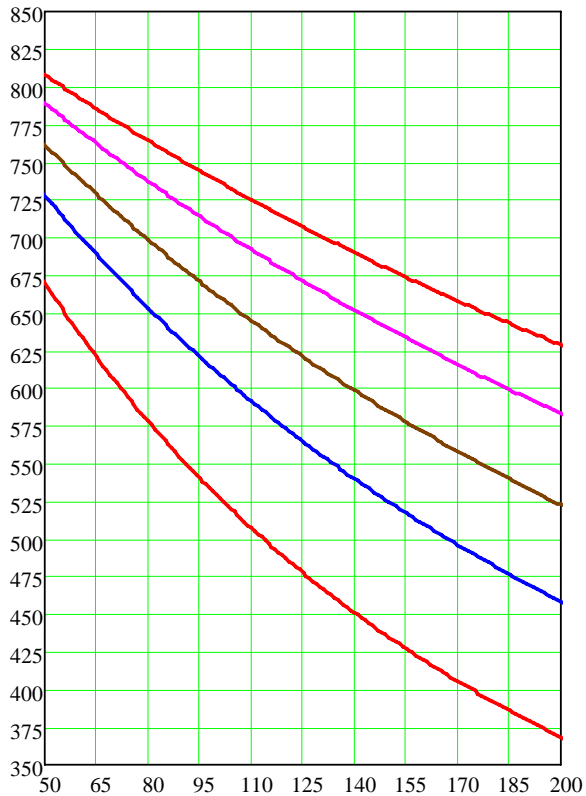
$I_{k321(0)} = 892.063221$  A

$I_{k325(16)} = 863.257887$  A



$I_{k325(50)} = 807.740739$  A

$I_{k325(200)} = 628.619709$  A



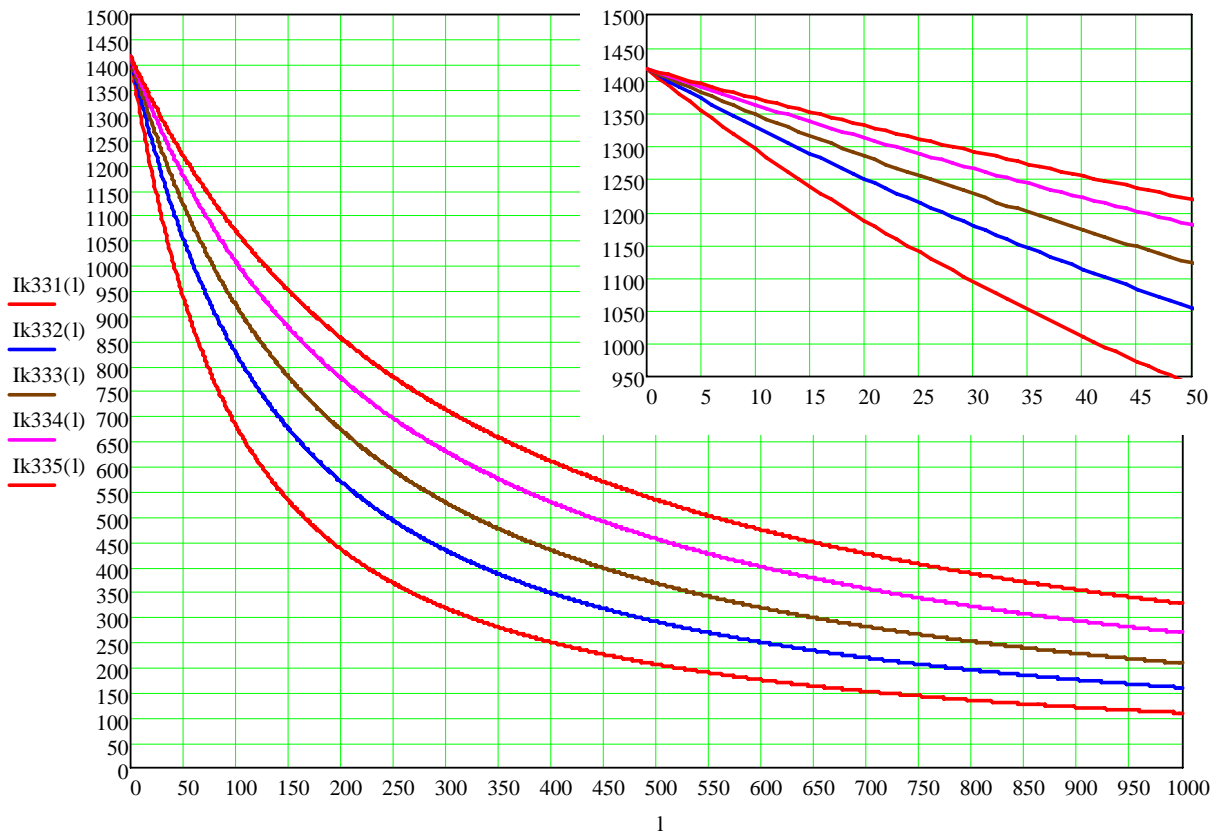


Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 40 \text{ kVA}$

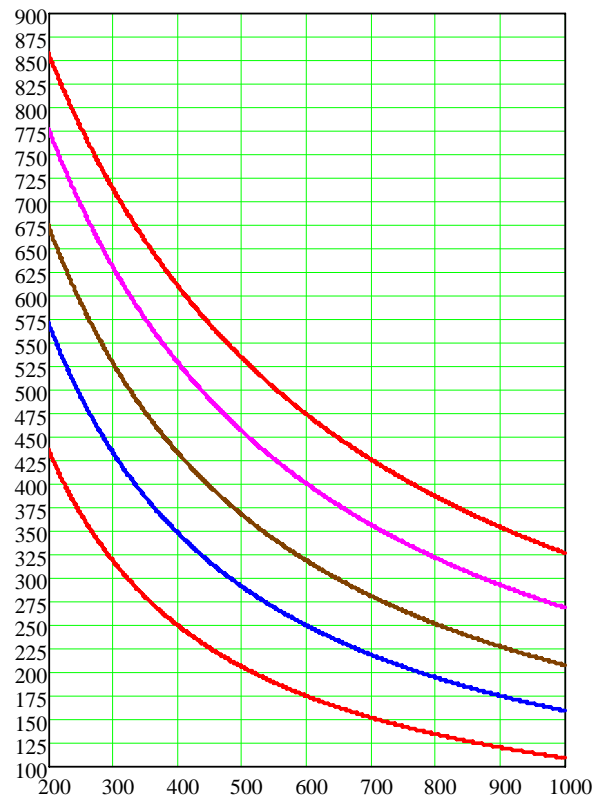
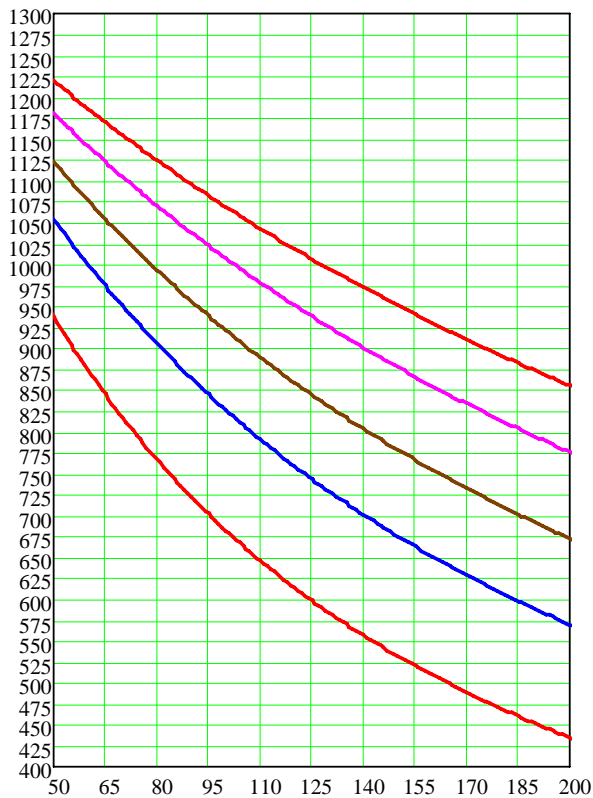
$I_{k331}(0) = 1417.079216 \text{ A}$

$I_{k335}(8) = 1381.456616 \text{ A}$   
 $I_{k335}(16) = 1347.505335 \text{ A}$



$I_{k335}(50) = 1219.473453 \text{ A}$

$I_{k335}(200) = 855.748050 \text{ A}$

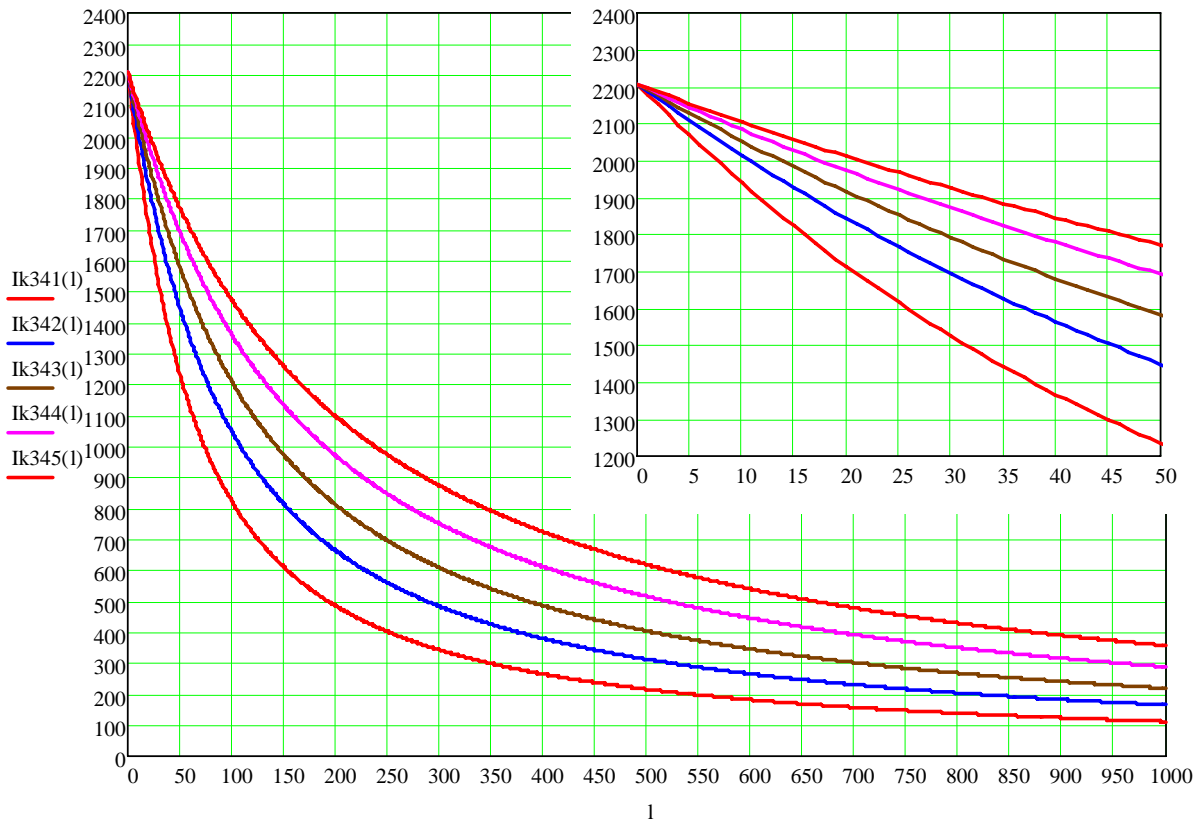


Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV

$S_{nT} = 63 \text{ kVA}$

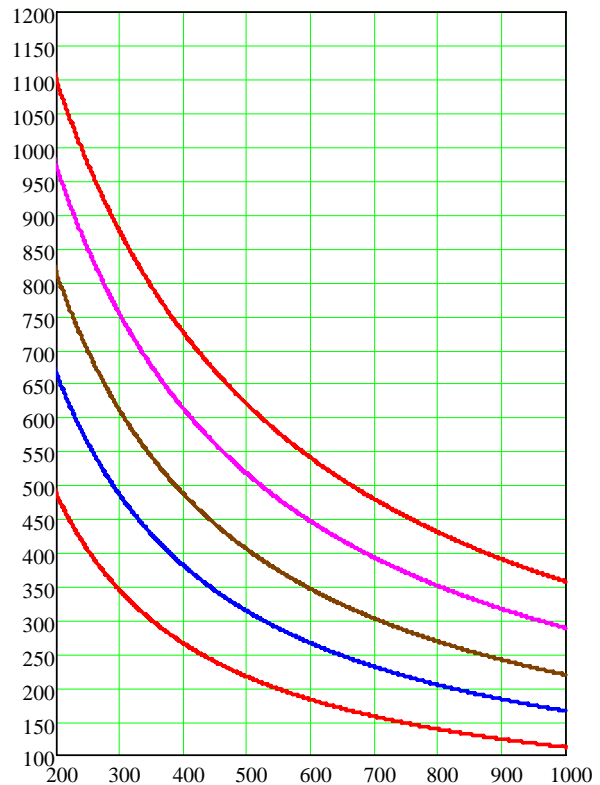
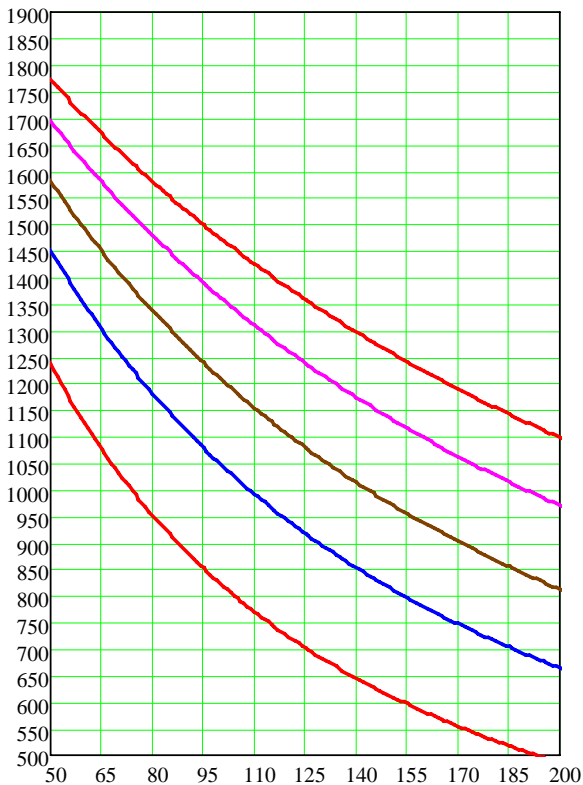
$I_{k341(0)} = 2207.825005 \text{ A}$

$I_{k345(8)} = 2125.239726 \text{ A}$   
 $I_{k345(16)} = 2048.160620 \text{ A}$



$I_{k345(50)} = 1771.602858 \text{ A}$

$I_{k345(200)} = 1098.480335 \text{ A}$

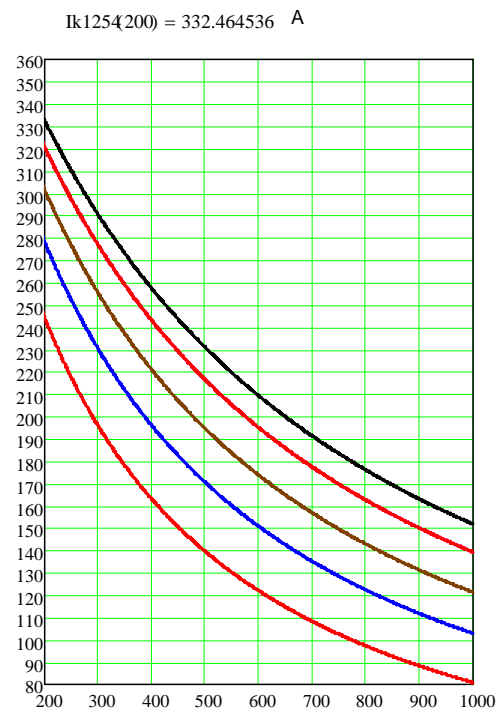
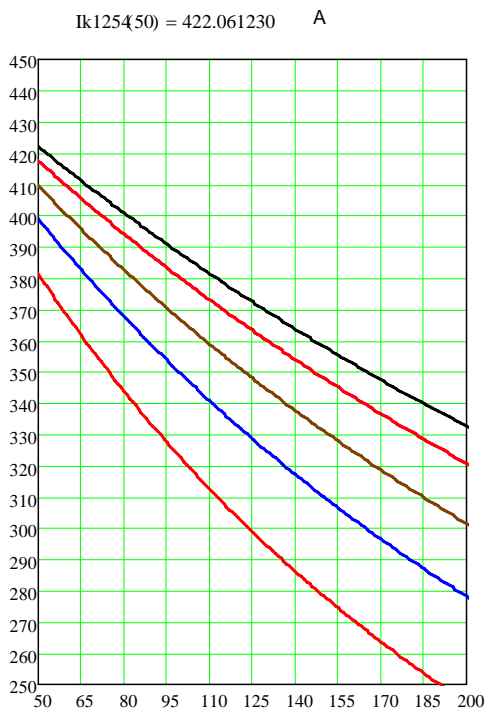
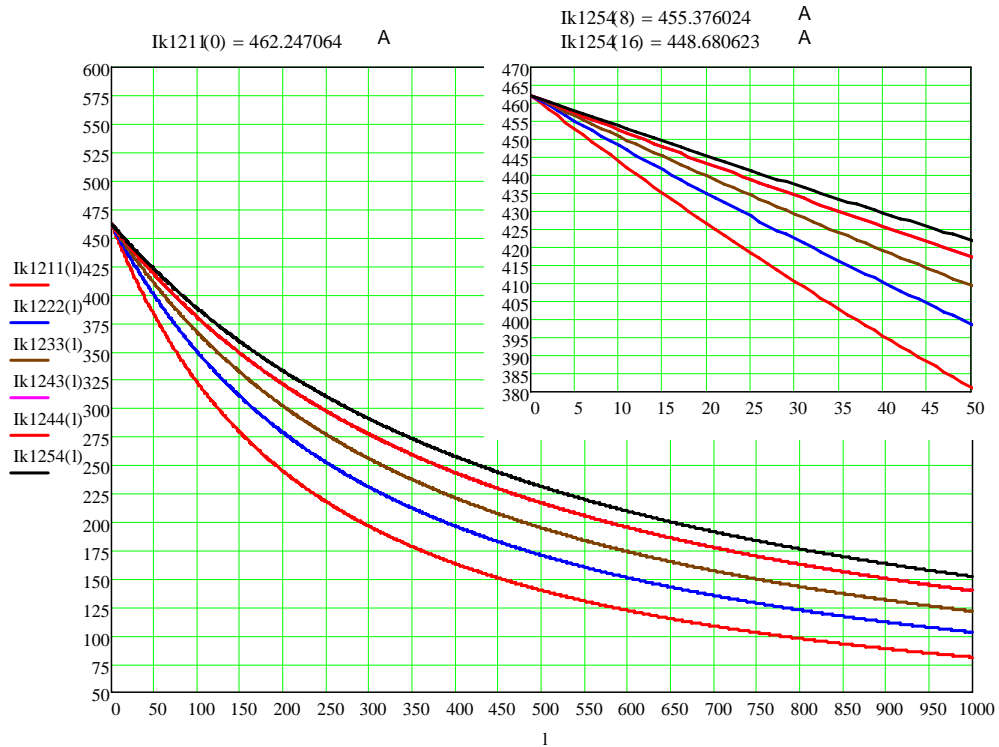


Parametrii LEA 0,4 kV izolate torsadate

$$\begin{aligned}
 \text{SLEA} &:= \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 &
 \text{ROLEA} &:= \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.18 \\ 0.833 \\ 0.579 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} &
 j &:= 1..5 &
 \text{XOLEA} &:= \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} \\
 & &
 \text{RN}_j &:= 0.61 \cdot 10^{-3} \text{ } \Omega/\text{m} &
 & &
 \end{aligned}$$

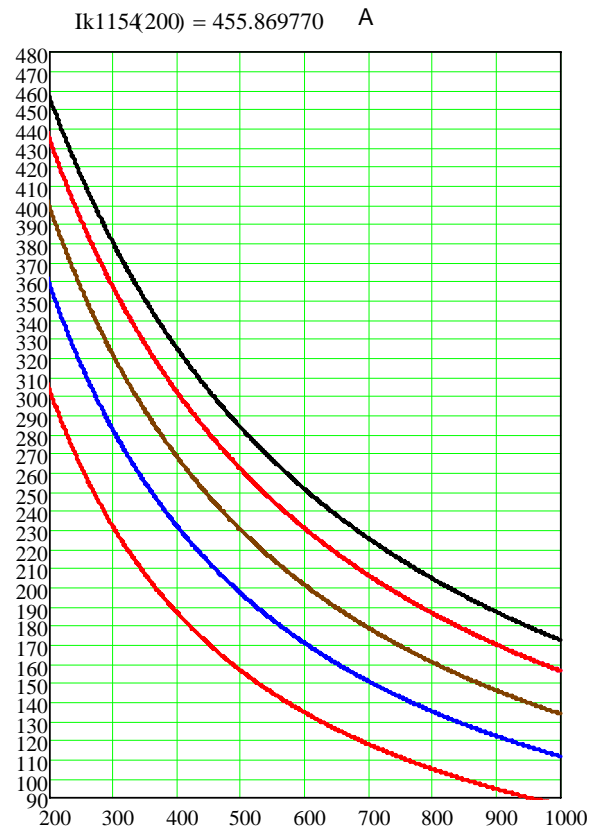
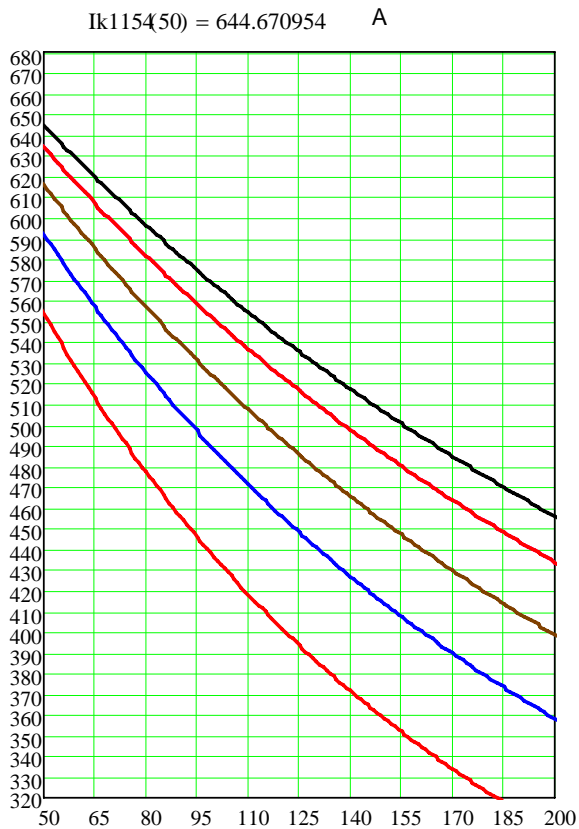
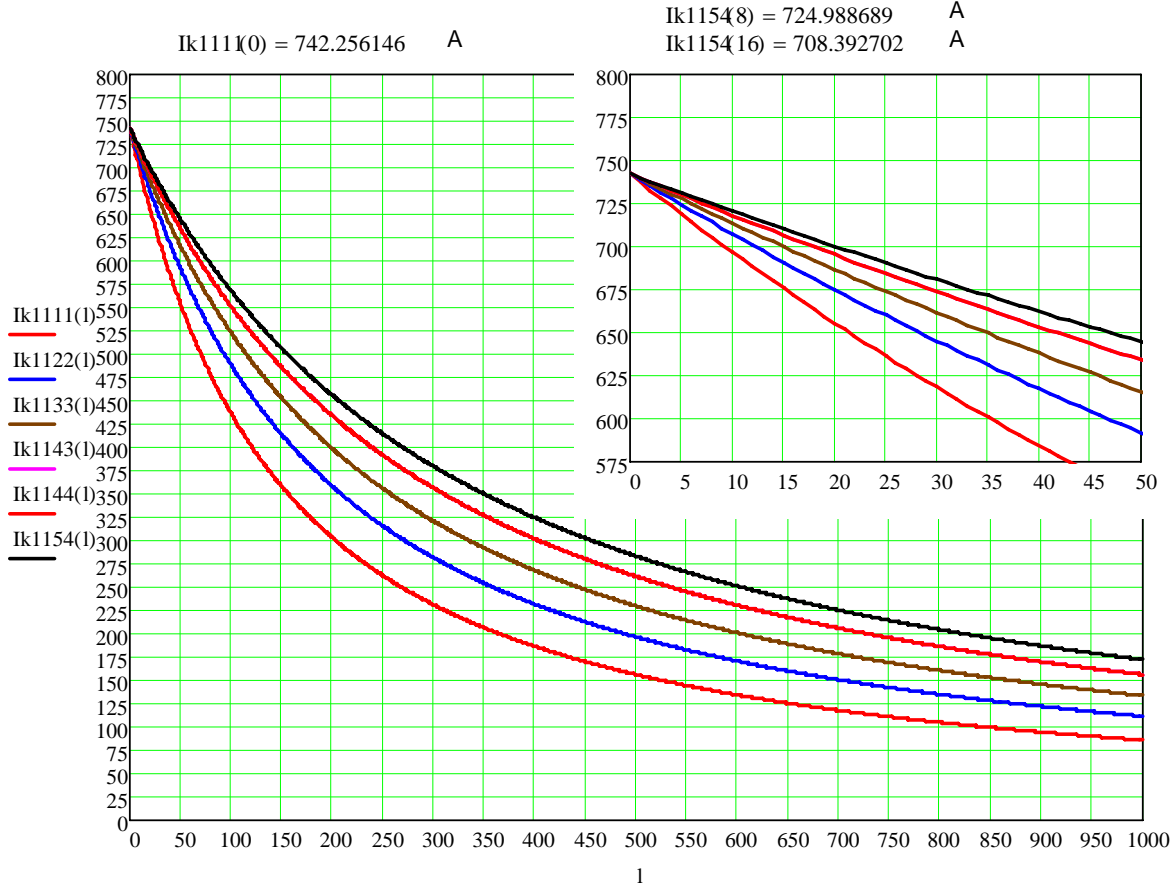
Scurtcircuit monofazat net in rețeaua de 0,4 kV, cond. torsadate

$S_{nT} = 10 \text{ kVA}$



Scurtcircuit monofazat net in rețeaua de 0,4 kV, conductoare torsadate

$S_{nT} = 16 \text{ kVA}$



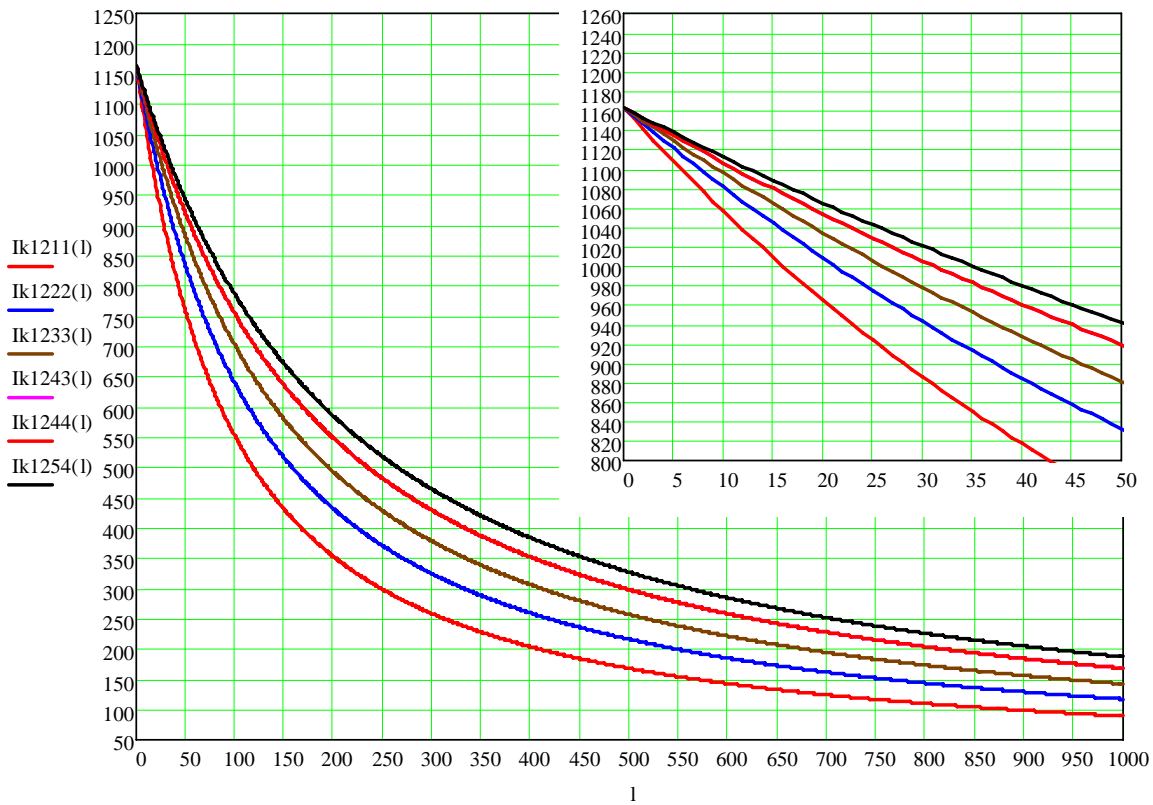
Scurtcircuit monofazat net in rețeaua de 0,4 kV, conductoare torsadate

$S_{nT} = 25 \text{ kVA}$

$I_{k1211(0)} = 1163.261156 \text{ A}$

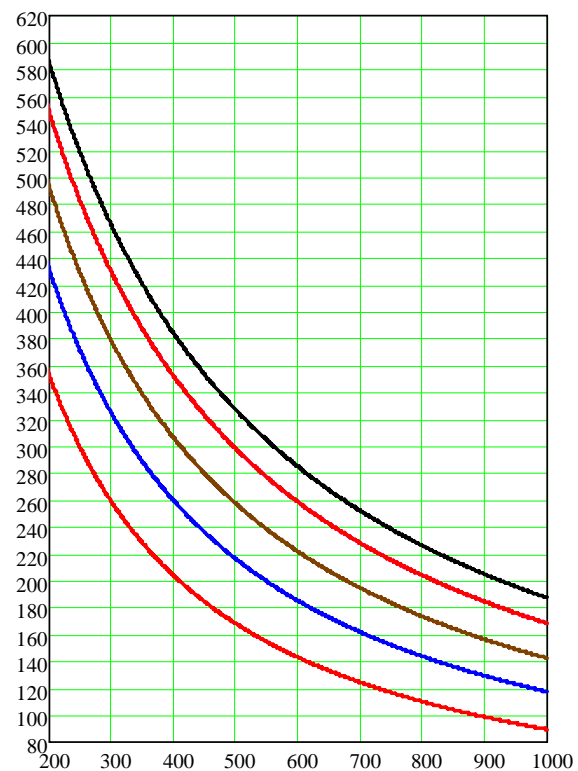
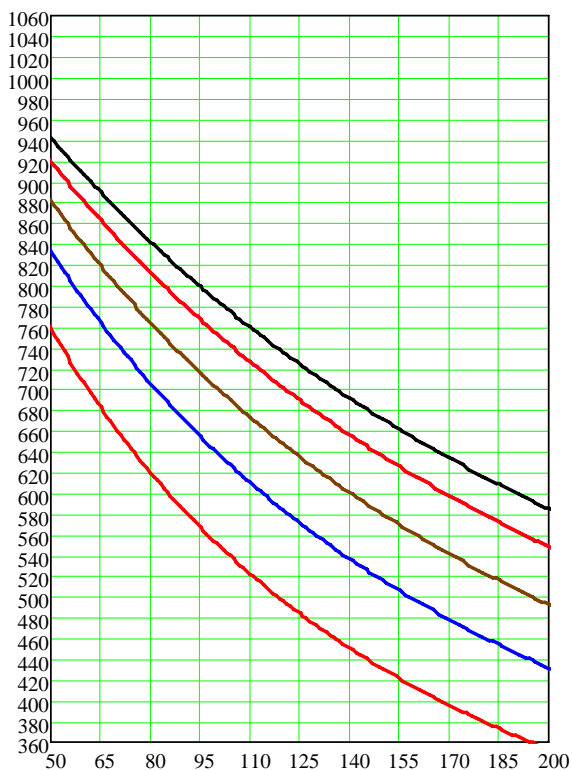
$I_{k1254(8)} = 1122.193503 \text{ A}$

$I_{k1254(16)} = 1083.468999 \text{ A}$



$I_{k1254(50)} = 941.755948 \text{ A}$

$I_{k1254(200)} = 584.649629 \text{ A}$

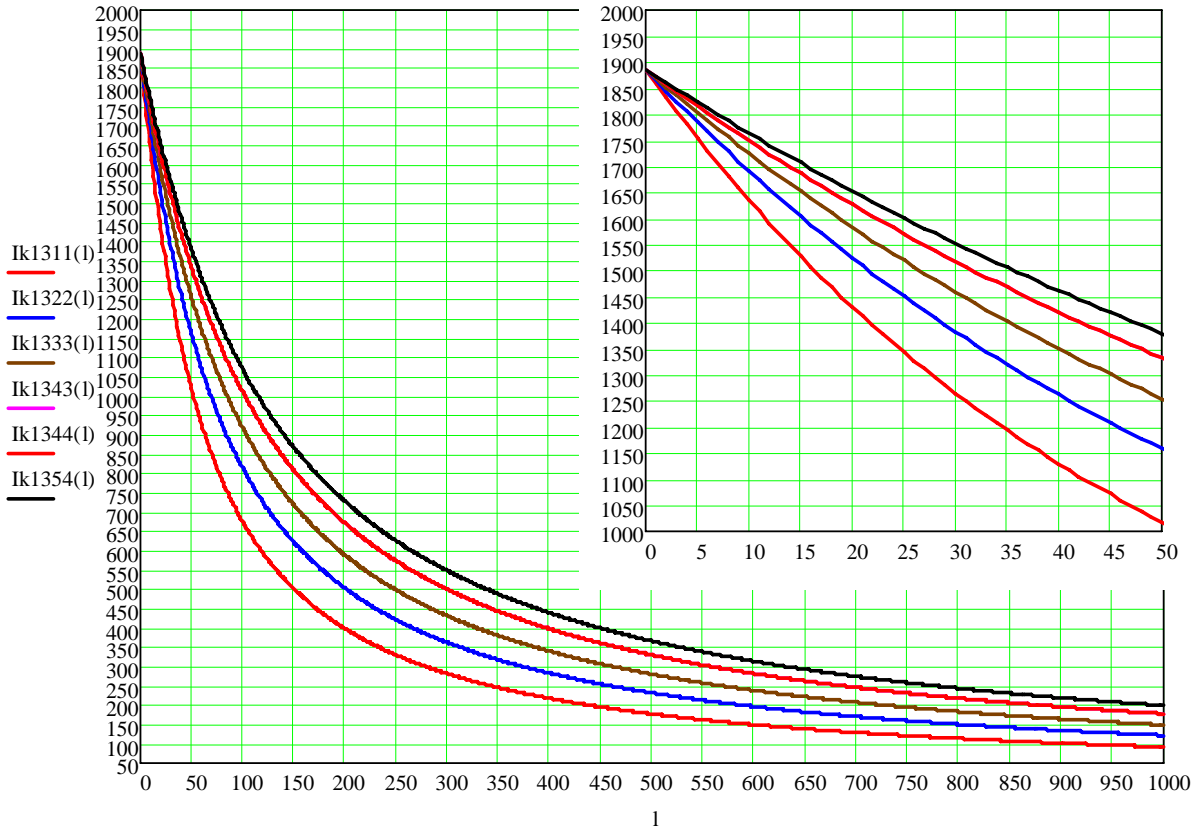


Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV, conductoare torsadate

$S_{nT} = 40 \text{ kVA}$

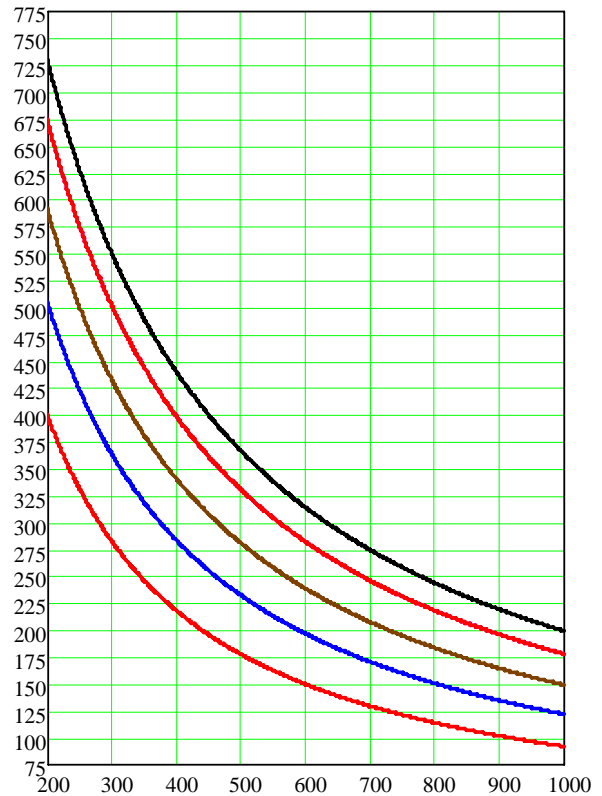
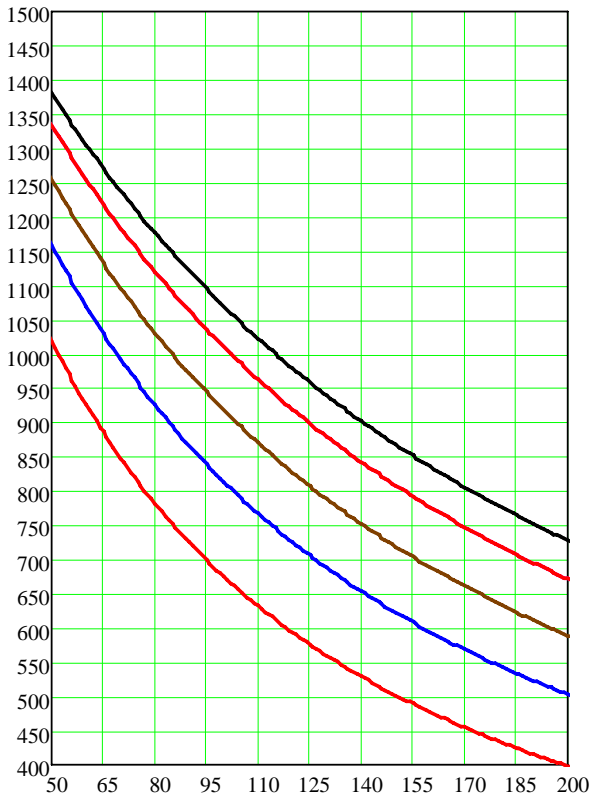
$I_{k1311(0)} = 1885.712509 \text{ A}$

$I_{k1354(8)} = 1786.923892 \text{ A}$   
 $I_{k1354(16)} = 1695.577923 \text{ A}$



$I_{k1354(50)} = 1379.858737 \text{ A}$

$I_{k1354(200)} = 727.458939 \text{ A}$

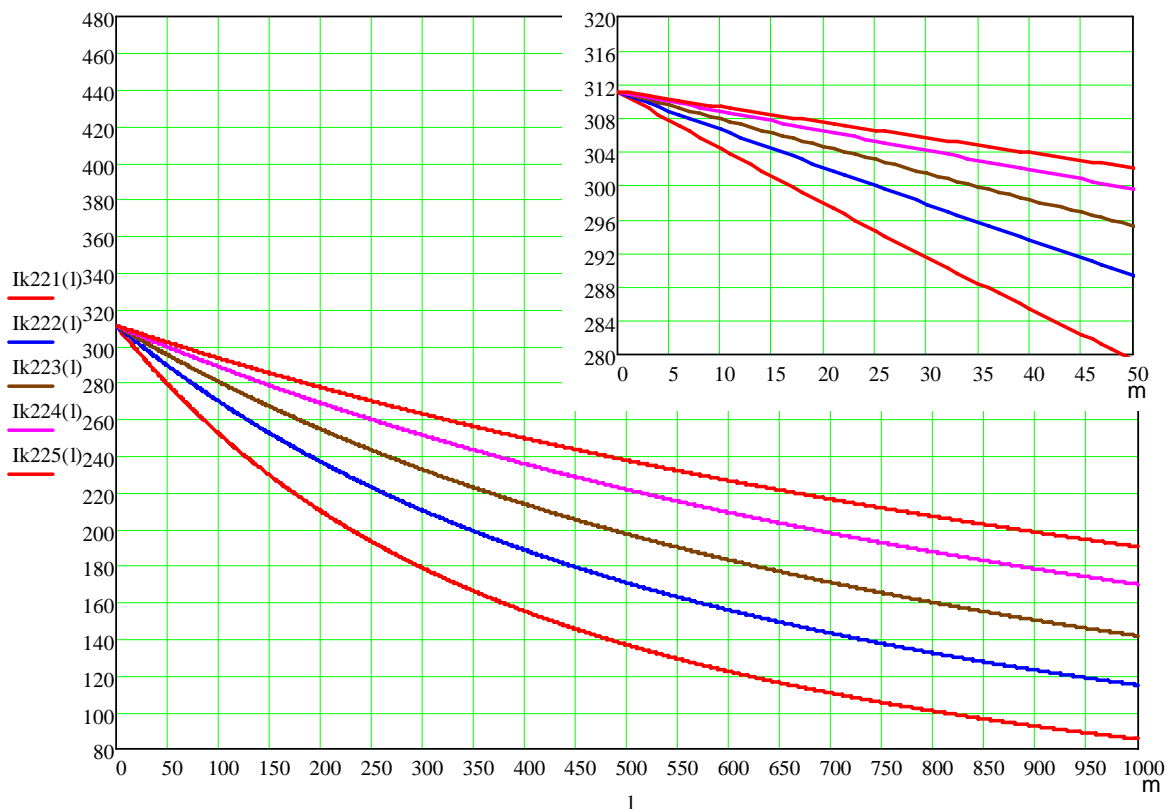


Scurtcircuit bifazat net in rețeaua de 0,4 kV, cond. torsadate

$S_{nT} = 10 \text{ kVA}$

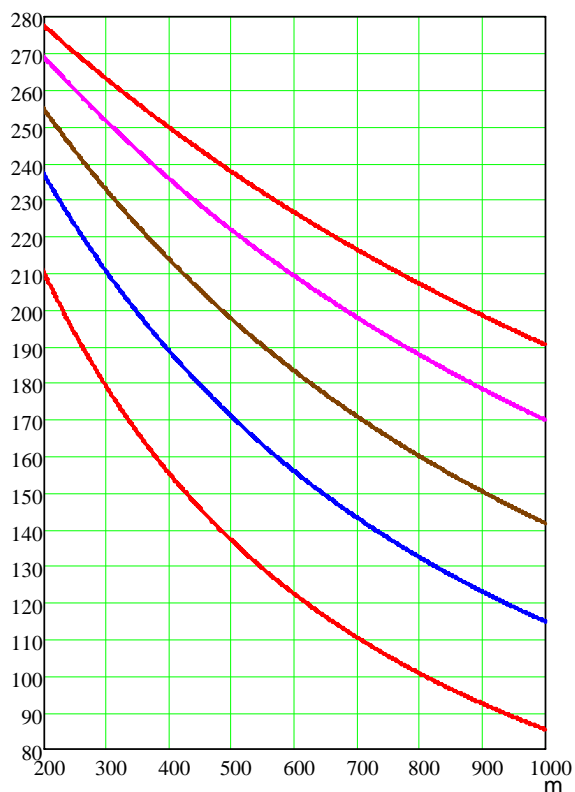
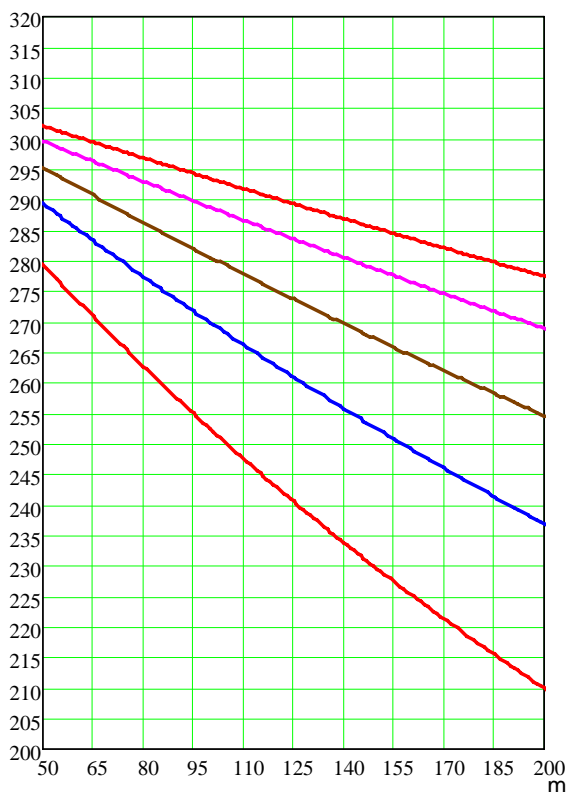
$I_{k221}(0) = 311.135384 \text{ A}$

$I_{k225}(8) = 309.658492 \text{ A}$   
 $I_{k225}(16) = 308.193159 \text{ A}$



$I_{k225}(50) = 302.092216 \text{ A}$

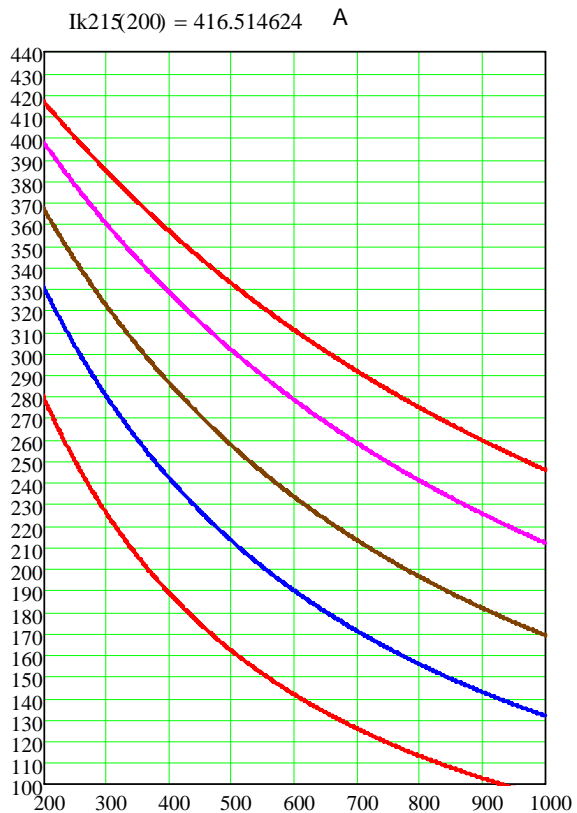
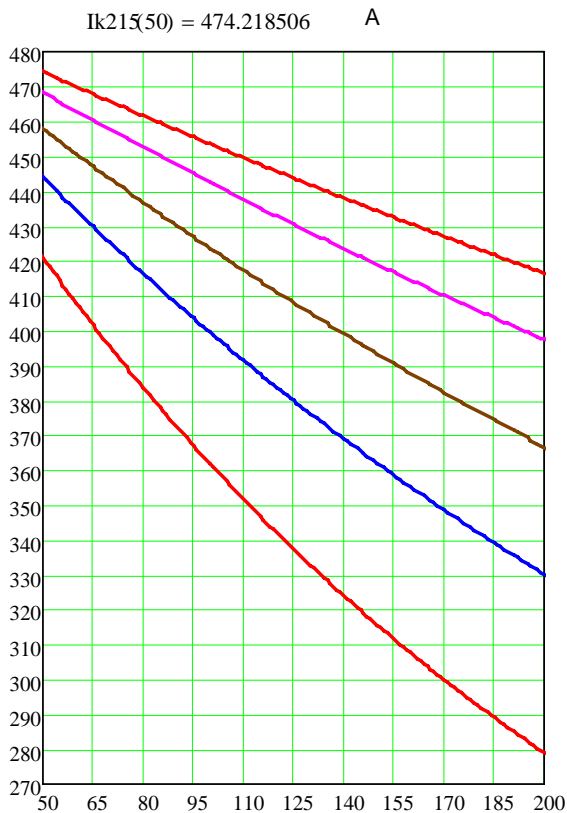
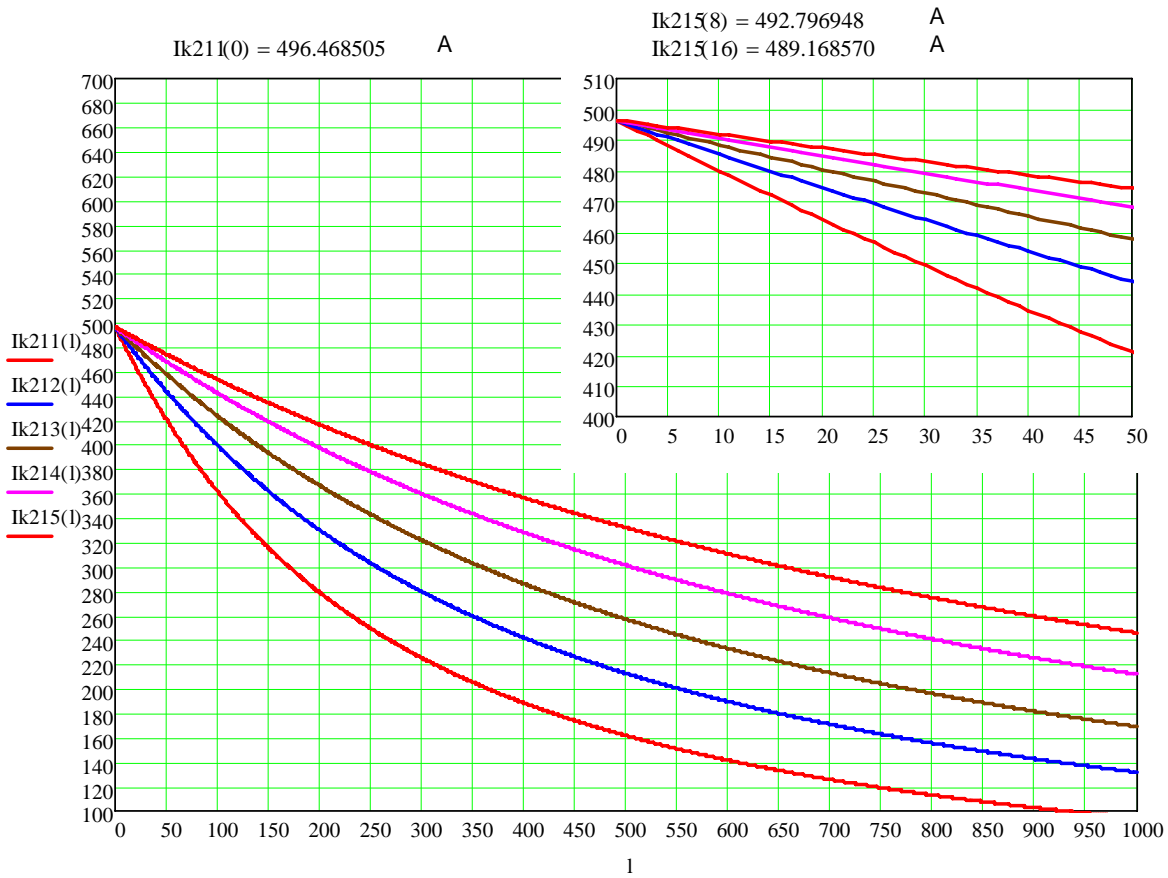
$I_{k225}(200) = 277.463130 \text{ A}$





Scurtcircuit bifazat net in rețeaua de 0,4 kV, conductoare torsadate

$S_{nT} = 16 \text{ kVA}$

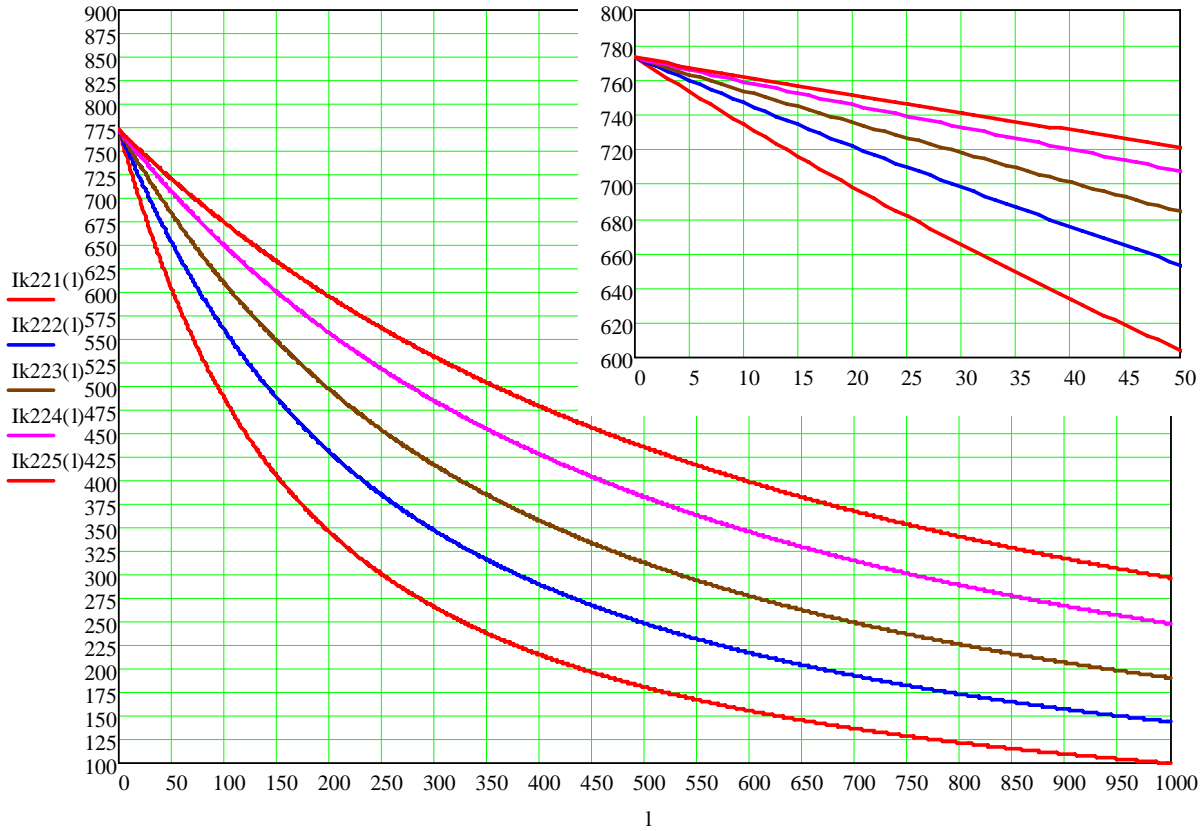


Scurtcircuit bifazat net in reseaua de 0,4 kV, conductoare torsadate

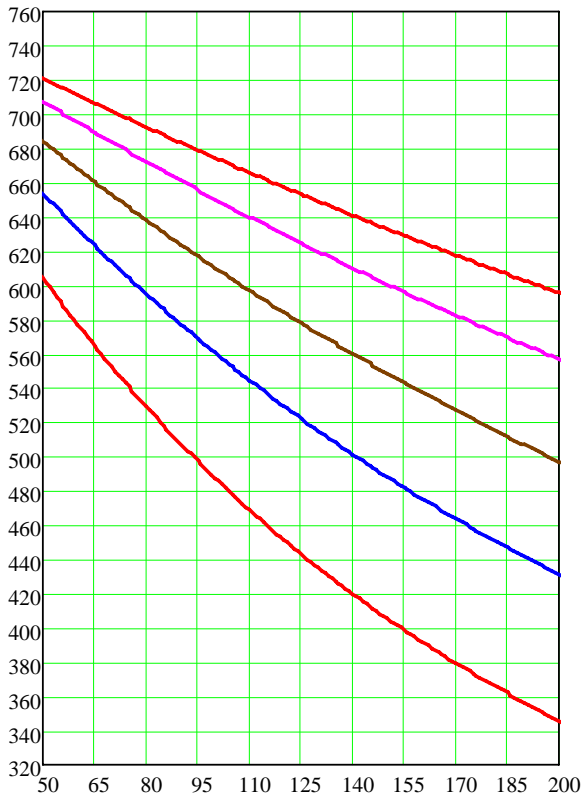
$S_{nT} = 25 \text{ kVA}$

$I_{k221(0)} = 772.549411 \text{ A}$

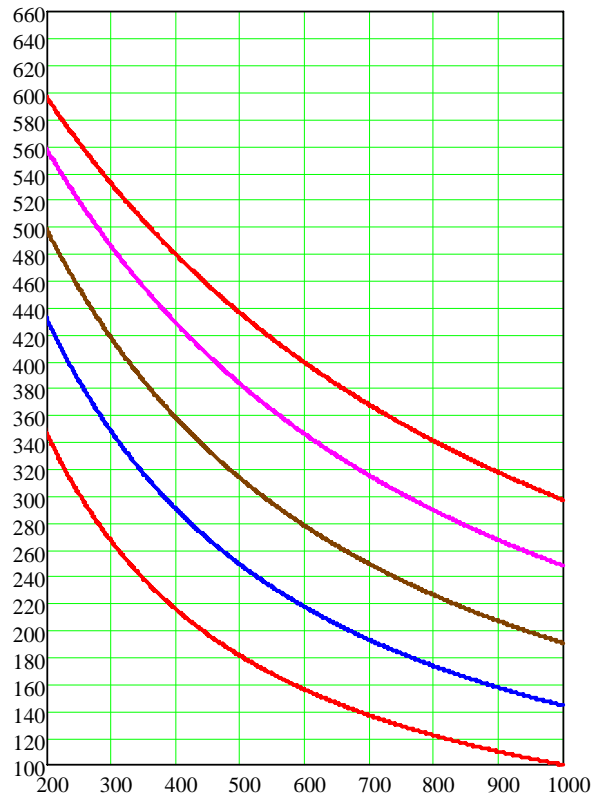
$I_{k225(8)} = 763.910396 \text{ A}$   
 $I_{k225(16)} = 755.418241 \text{ A}$



$I_{k225(50)} = 720.918416 \text{ A}$



$I_{k225(200)} = 595.661846 \text{ A}$

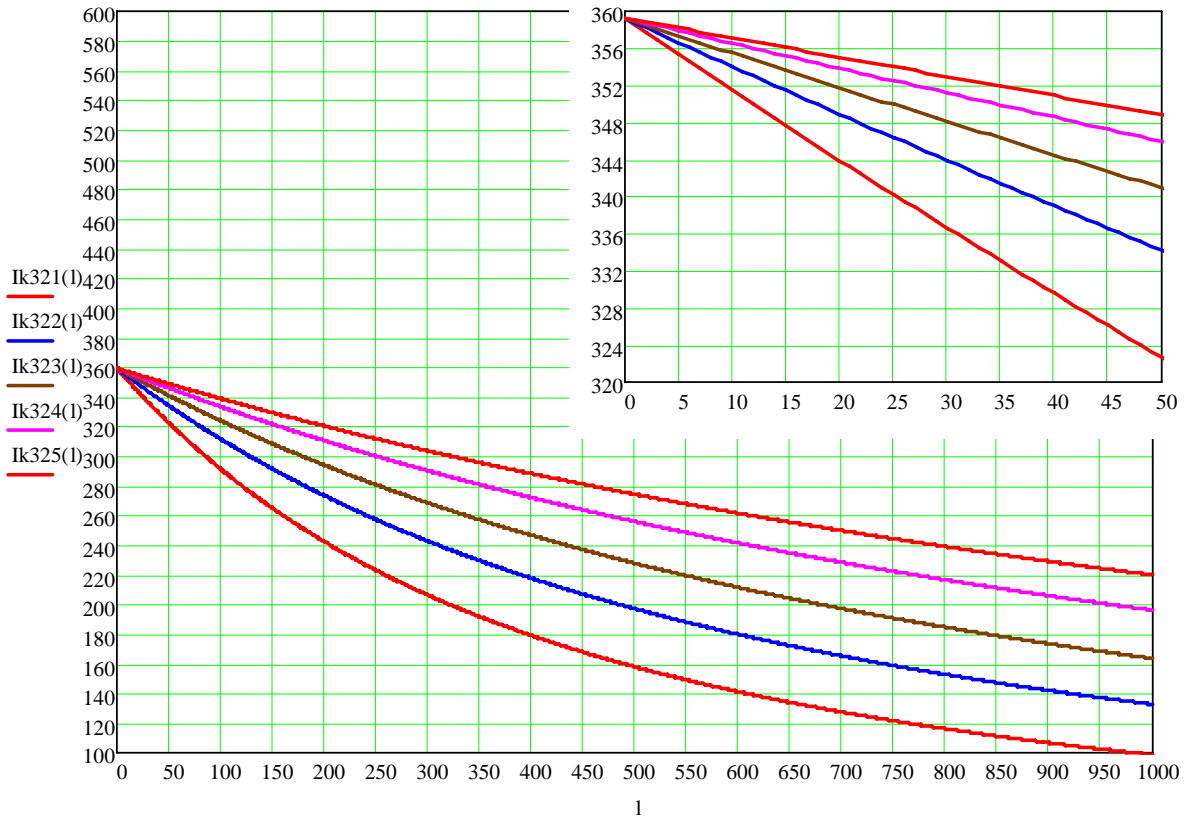


Scurtcircuit trifazat net in reseaua de 0,4 kV, cond. torsadate

$S_{nT} = 10 \text{ kVA}$

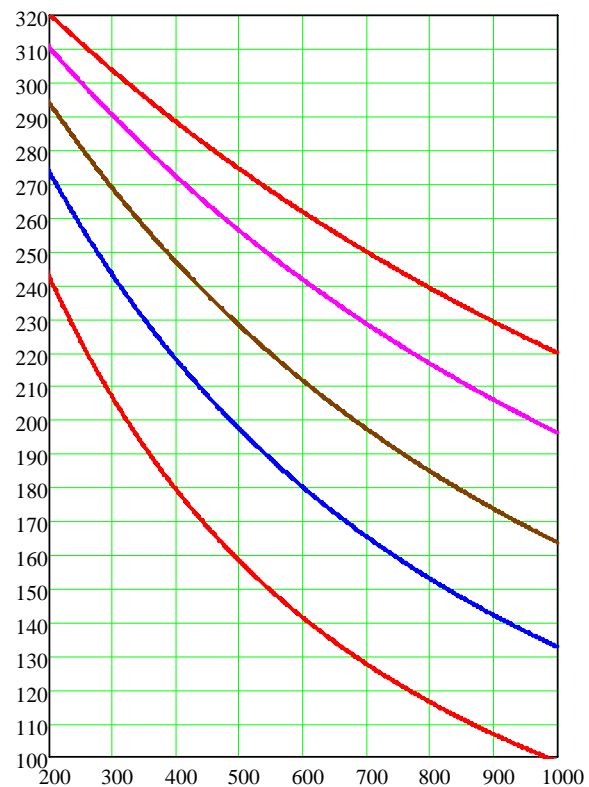
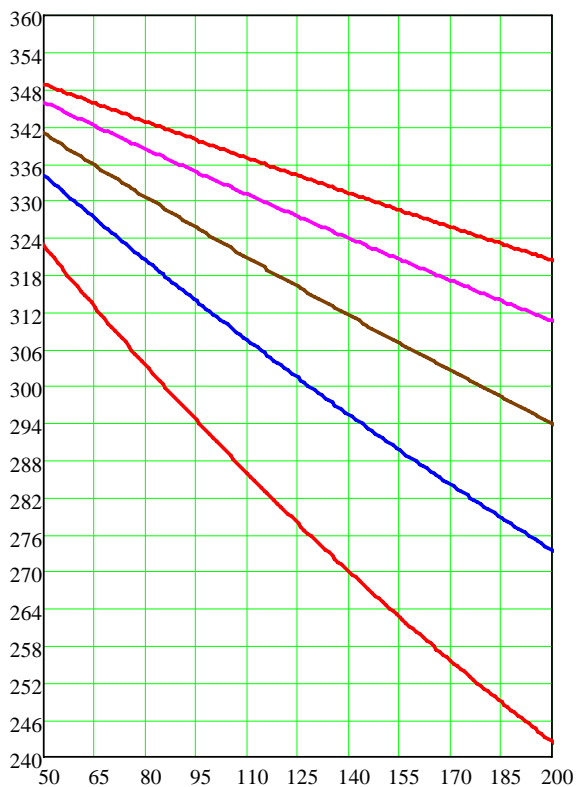
$I_{k321(0)} = 359.268196 \text{ A}$

$I_{k325(8)} = 357.562828 \text{ A}$   
 $I_{k325(16)} = 355.870806 \text{ A}$



$I_{k325(50)} = 348.826045 \text{ A}$

$I_{k325(200)} = 320.386825 \text{ A}$

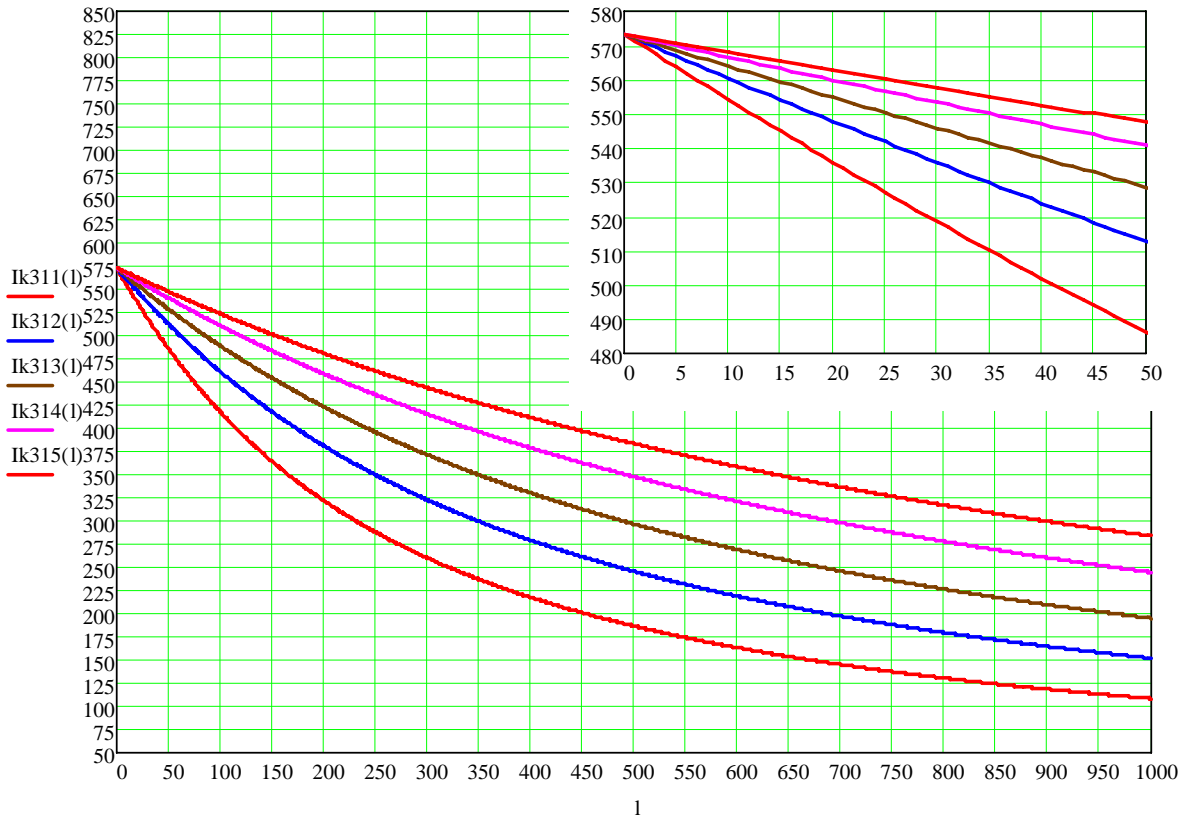


Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV, conductoare torsadate

$S_{nT} = 16 \text{ kVA}$

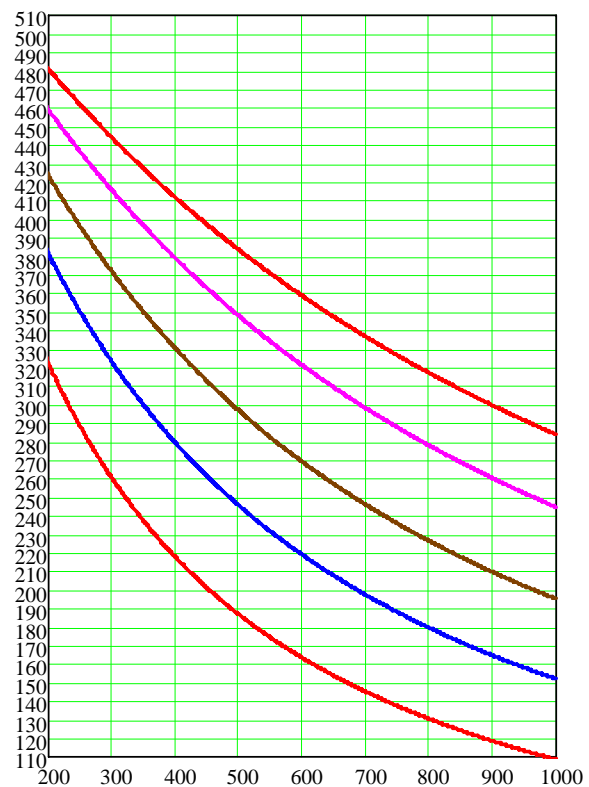
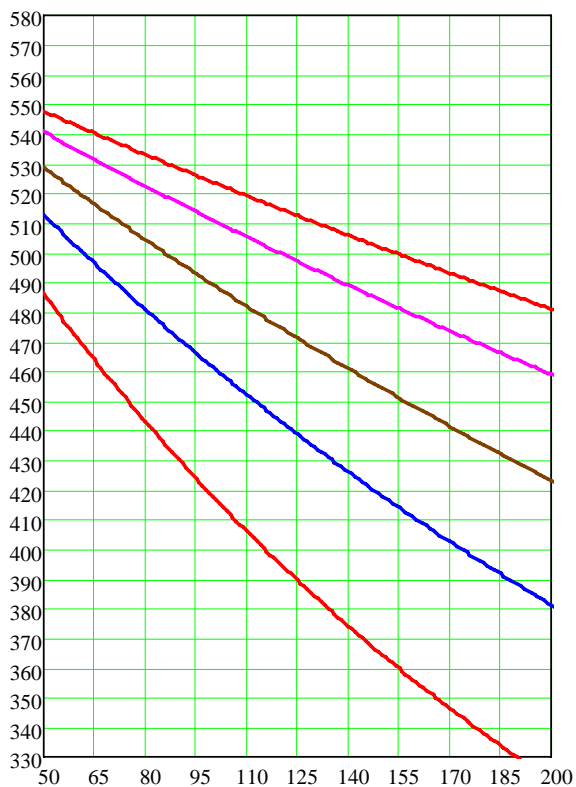
$I_{k311}(0) = 573.272450 \text{ A}$

$I_{k315}(8) = 569.032901 \text{ A}$   
 $I_{k315}(16) = 564.843211 \text{ A}$



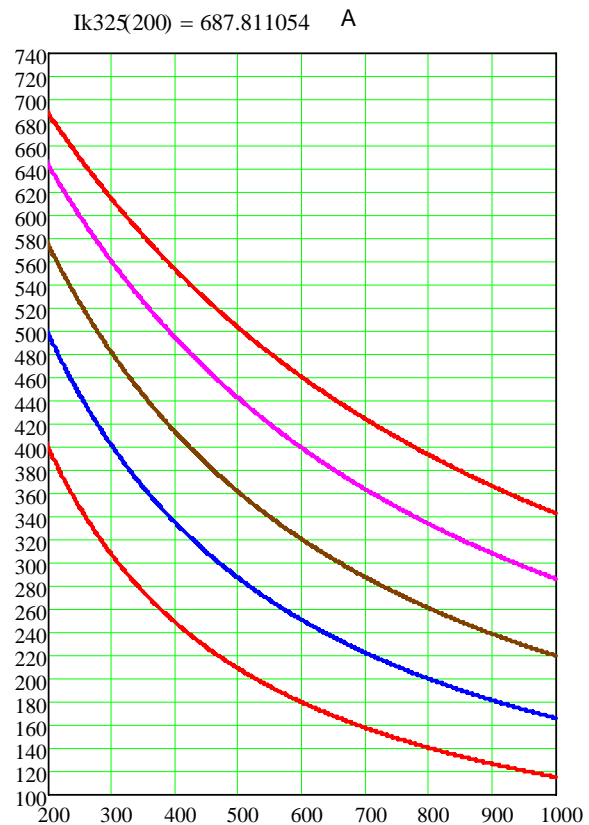
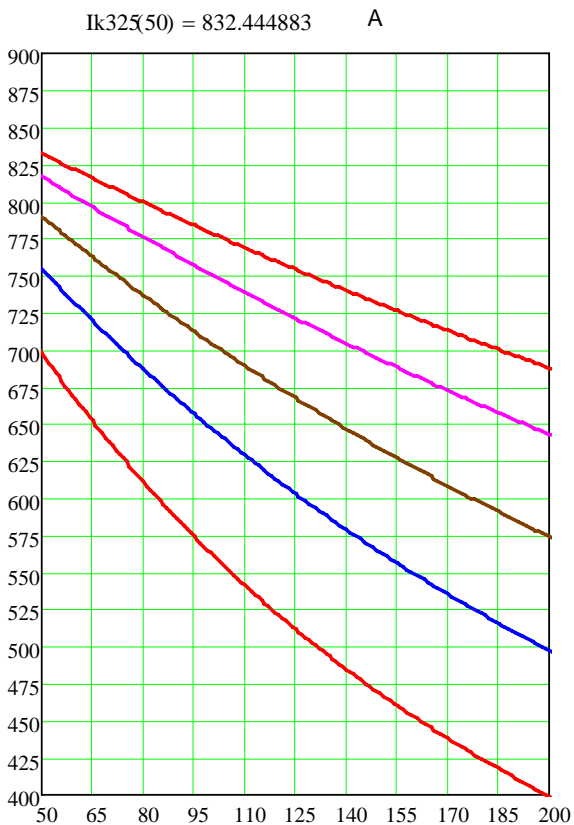
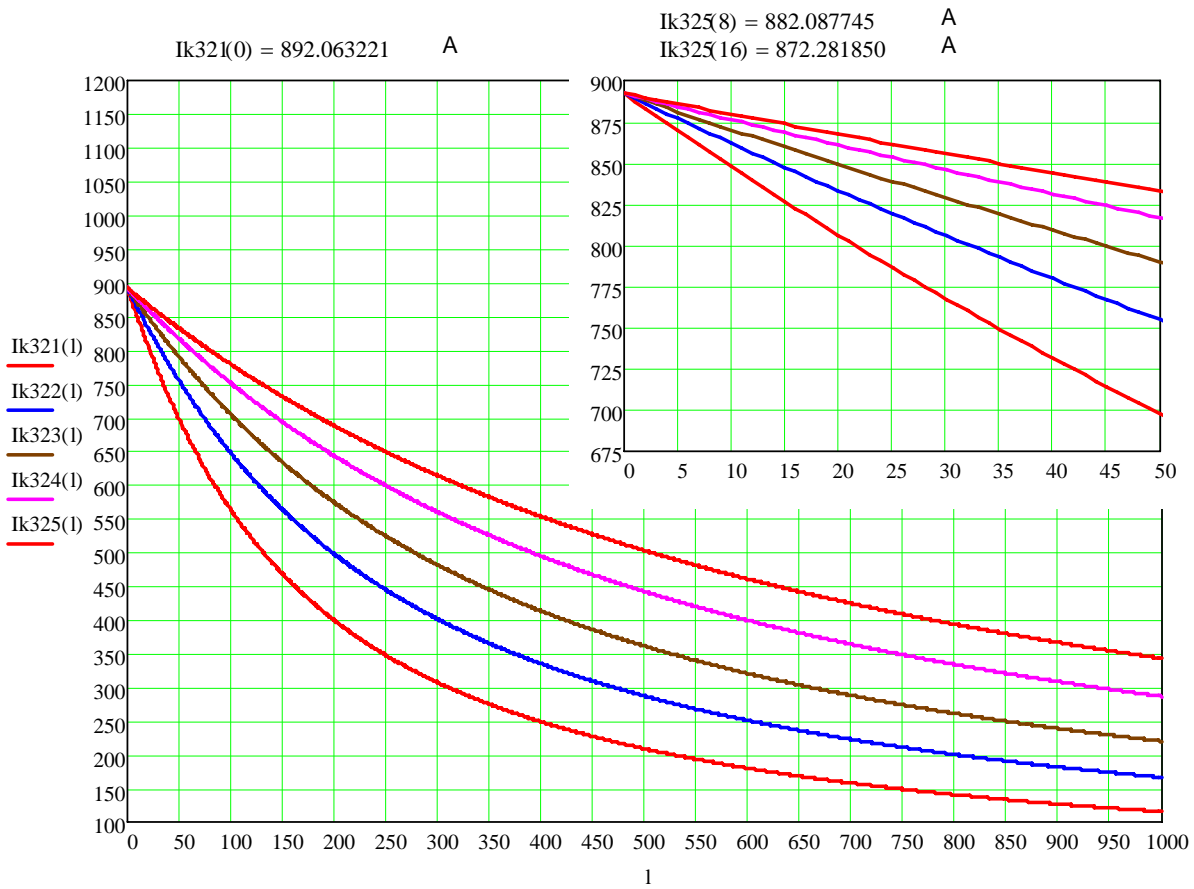
$I_{k315}(50) = 547.580364 \text{ A}$

$I_{k315}(200) = 480.949661 \text{ A}$



Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV, conductoare torsadate

$S_{nT} = 25 \text{ kVA}$



## Anexa 10

## Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 2 de rețea (fișa de lucru Mathcad)

Scurtcircuit 2F pe un racord 2F dintr-o LEA trifazata de 20 kV

Puterea de scurtcircuit pe barele de m.t. al ST  $U_n := 20 \text{ kV}$

$$\begin{array}{l}
 \text{Ssc20} := \begin{pmatrix} 120 \\ 140 \\ 160 \\ 180 \\ 200 \\ 220 \end{pmatrix} \text{ MVA} \\
 i := 1..6 \\
 Z_{s_i} := \frac{(1 \cdot U_n)^2}{\text{Ssc20}_i} \\
 Z_s = \begin{pmatrix} 4.03333 \\ 3.45714 \\ 3.02500 \\ 2.68889 \\ 2.42000 \\ 2.20000 \end{pmatrix} \\
 X_{s_i} := 0.995 Z_{s_i} \\
 R_{s_i} := 0.1 \cdot X_{s_i} \\
 X_s = \begin{pmatrix} 4.01317 \\ 3.43986 \\ 3.00988 \\ 2.67544 \\ 2.40790 \\ 2.18900 \end{pmatrix} \\
 R_s = \begin{pmatrix} 0.40132 \\ 0.34399 \\ 0.30099 \\ 0.26754 \\ 0.24079 \\ 0.21890 \end{pmatrix} \Omega
 \end{array}$$

Parametrii de serviciu LEA 20 kV trifazata

$$\begin{array}{l}
 \text{SLEA} := \begin{pmatrix} 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \\ 120 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \\
 \text{ROLEA} := \begin{pmatrix} 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \\ 0.246 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m} \\
 \text{XOLEA} := \begin{pmatrix} 0.365 \\ 0.354 \\ 0.343 \\ 0.334 \\ 0.328 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}
 \end{array}$$

Parametrii proprii ai laturilor buclei formate de cele doua cond. ale racordului 2F

$$\begin{array}{l}
 \text{Srac} := \begin{pmatrix} 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \\ 95 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \\
 \text{R0rac} := \begin{pmatrix} 1.181 \\ 0.833 \\ 0.595 \\ 0.437 \\ 0.303 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m} \\
 \text{X0rac} := \begin{pmatrix} 0.39178 \\ 0.38079 \\ 0.37011 \\ 0.35070 \\ 0.34163 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}
 \end{array}$$

Scurtcircuit 3F net pe LEA 20kV, aflat la distanta "l1" de barele de m.t.

$$l1 := 0, 10.. 20000 \text{ m} \quad \text{SLEA3F} := 95 \text{ mm}^2$$

$$\text{Isc3F1}(l1) := \frac{1.1 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot 10^3}{\sqrt{\left(R_{s_1} + 11 \cdot \text{ROLEA}_4\right)^2 + \left(X_{s_1} + 11 \cdot \text{XOLEA}_4\right)^2}}$$

$$\text{Isc3F1}(0) = 3.14930 \times 10^3$$

$$\text{Ssc3F1}(l1) := \sqrt{3} \cdot 1.1 \cdot U_n \cdot \text{Isc3F1}(l1) \cdot 10^{-3}$$

....

$$I_{sc3F6}(l) := \frac{1.1 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot 10^3}{\sqrt{(R_{s6} + 11 \cdot R_{OLEA4})^2 + (X_{s6} + 11 \cdot X_{OLEA4})^2}}$$

$$I_{sc3F6}(0) = 5.77372 \times 10^3$$

$$S_{sc3F6}(l) := \sqrt{3} \cdot 1.1 \cdot U_n \cdot I_{sc3F6}(l) \cdot 10^{-3}$$

$$Z_{sLEA1}(l) := \frac{(1.1 \cdot U_n)^2}{S_{sc3F1}(l)} \quad \dots \quad Z_{sLEA5}(l) := \frac{(1.1 \cdot U_n)^2}{S_{sc3F5}(l)}$$

$$I_{sc2F1}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{2 \sqrt{(R_{s1} + 11 \cdot R_{OLEA4})^2 + (X_{s1} + 11 \cdot X_{OLEA4})^2}}$$

$$I_{sc2F1}(0) = 2.72737 \times 10^3 \quad I_{sc2F1}(10000) = 1.35562 \times 10^3$$

...

$$I_{sc2F6}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{2 \sqrt{(R_{s6} + 11 \cdot R_{OLEA4})^2 + (X_{s6} + 11 \cdot X_{OLEA4})^2}}$$

$$I_{sc2F6}(0) = 5.77372 \times 10^3 \quad I_{sc2F6}(10000) = 1.71529 \times 10^3$$

Sc. 2F net la bornele de m.t. ale PT monofazat aflat la distanta "l" de axul LEA 20 kV trifazate

$$l := 10000 \text{ m} \quad l := 0, 10.. 10000 \text{ m}$$

$$j := 1.. 5 \quad R_{LEAj} := 11 \cdot R_{OLEAj} \quad X_{LEAj} := 11 \cdot X_{OLEAj}$$

$$I_{sc2F11}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{s1} + 2 \cdot R_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot R_{0rac1})^2 + (2X_{s1} + 2 \cdot X_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot X_{0rac1})^2}}$$

.....

$$I_{sc2F15}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{s1} + 2 \cdot R_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot R_{0rac5})^2 + (2X_{s1} + 2 \cdot X_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot X_{0rac5})^2}}$$

$$I_{sc2F21}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{s2} + 2 \cdot R_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot R_{0rac1})^2 + (2X_{s2} + 2 \cdot X_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot X_{0rac1})^2}}$$

.....

$$I_{sc2F25}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{s2} + 2 \cdot R_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot R_{0rac5})^2 + (2X_{s2} + 2 \cdot X_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot X_{0rac5})^2}}$$

$$I_{sc2F31}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{s3} + 2 \cdot R_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot R_{0rac1})^2 + (2X_{s3} + 2 \cdot X_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot X_{0rac1})^2}}$$

.....



$$I_{sc2F65}(l) := \frac{1.1 \cdot U_n \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{s6} + 2 \cdot R_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot R_{0rac5})^2 + (2X_{s6} + 2 \cdot X_{LEA4} + 2 \cdot l \cdot X_{0rac5})^2}}$$

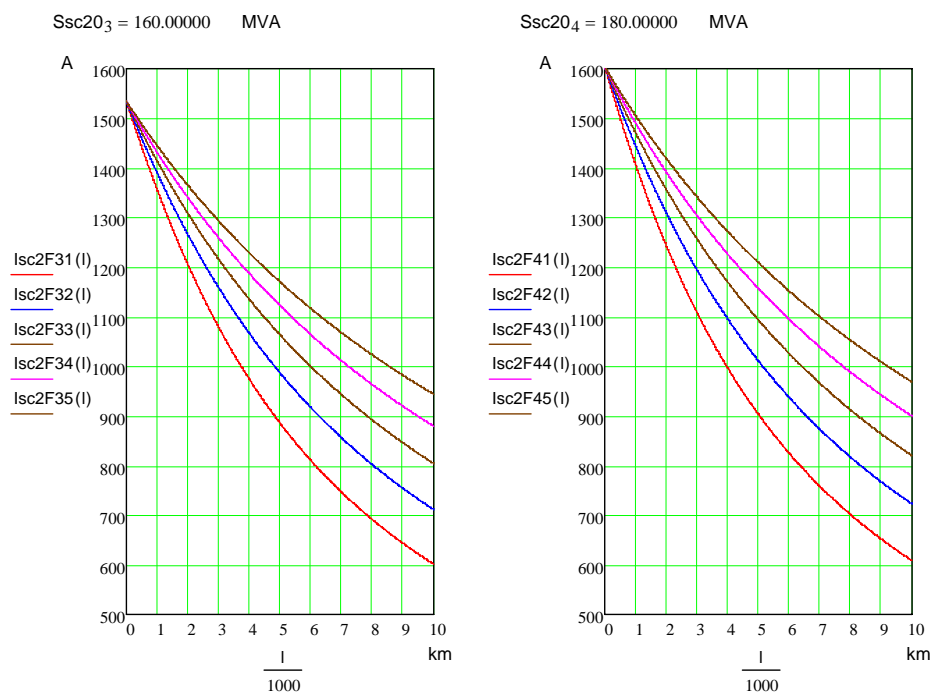


Fig. A10.1. Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța / de racordul la axul LEA 20 kV, când puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV este de 160 MVA, respective 180 MVA

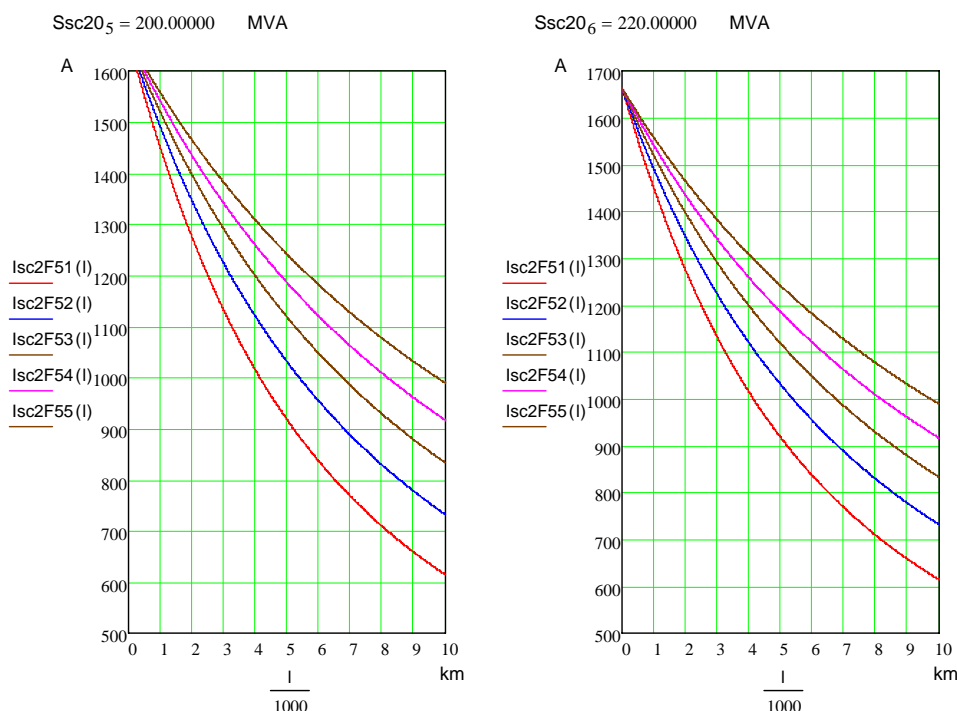


Fig. A10.2. Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța / de racordul la axul LEA 20 kV, când puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV este de 200 MVA, respective 220 MVA

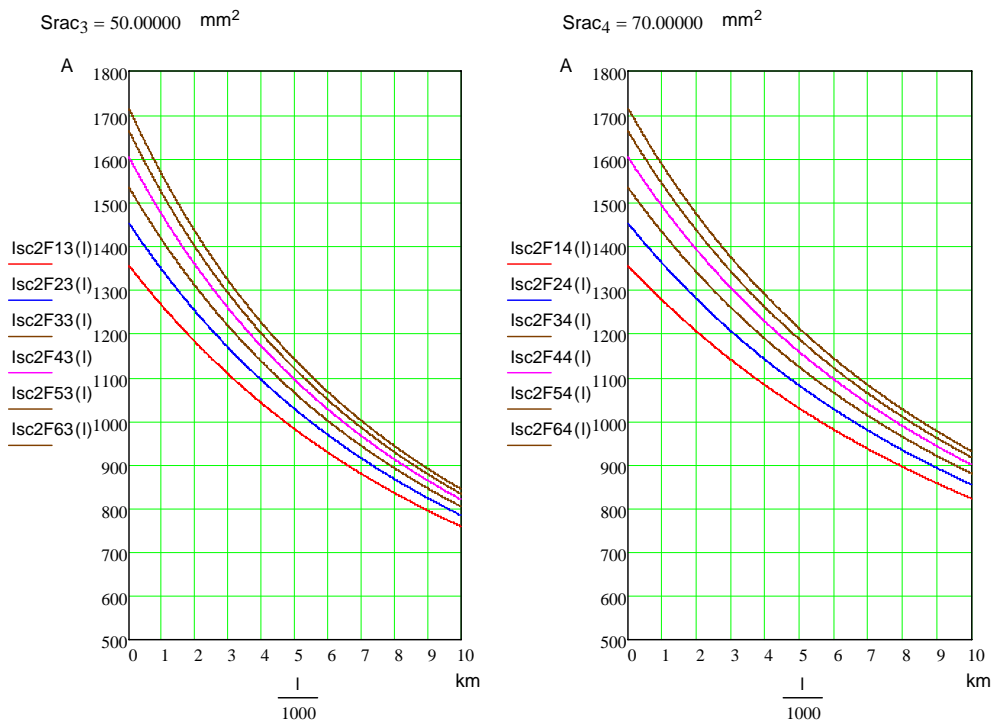


Fig. A10.3. Curentul de scurtcircuit bifazat net, la distanța  $l$  de racordul la axul LEA 20 kV, în funcție de secțiunea conductoarelor și puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale stației

Sc. FN (2F) net in rețeaua de j.t. ale PT monofazat 20/0,23 kV instalat pe un racord 2F din axul LEA 20 kV 3F

lungimea LEA 20 kV 3F pana la racordul 2F  $l_1 := 10000 \text{ m}$   
 secțiunea cond. LEA 20 kV  $S_{LEA4} = 95.00000 \text{ mm}^2$

$R_{0LEA4} = 3.03000 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$	$R_{LEA4} := l_1 \cdot R_{0LEA4}$	$R_{LEA4} = 3.03000 \text{ } \Omega$
$X_{0LEA4} = 3.34000 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$	$X_{LEA4} := l_1 \cdot X_{0LEA4}$	$X_{LEA4} = 3.34000 \text{ } \Omega$

puterea de scurtcircuit pe barele de 20 kV ale ST  $S_{sc20_2} = 140.00000 \text{ MVA}$

$R_{s2} = 0.34399 \text{ } \Omega$
$X_{s2} = 3.43986 \text{ } \Omega$

lungimea racordului 2F  $l := 10000 \text{ m}$   
 secțiunea cond. racordului 2F 20 kV  $S_{rac4} = 70.00000 \text{ mm}^2$

$R_{0rac4} = 4.37000 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$	$R_{rac4} := l \cdot R_{0rac4}$	$R_{rac4} = 4.37000 \text{ } \Omega$
$X_{0rac4} = 3.50700 \times 10^{-4} \text{ } \Omega/\text{m}$	$X_{rac4} := l \cdot X_{0rac4}$	$X_{rac4} = 3.50700 \text{ } \Omega$

Marimi caracteristice ale trafo monofazat 20/0,23 kV - Schneider

$U_{n2} := 0.231 \text{ kV}$

$S_{nTm_i} := \begin{pmatrix} 5 \\ 10 \\ 15 \\ 25 \\ 50 \end{pmatrix} \text{ kVA}$       $\Delta P_{scTm_i} := \begin{pmatrix} 148 \\ 275 \\ 355 \\ 585 \\ 960 \end{pmatrix} \text{ W}$       $usc_{Tm_i} := \begin{pmatrix} 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix} \%$       $i := 1..5$

$$Z_{Tm_i} := \frac{usc_{Tm_i}}{100} \cdot \frac{U_{n2}^2 \cdot 10^3}{S_{nTm_i}}$$

$$R_{Tm_i} := \Delta P_{scTm_i} \cdot \frac{U_{n2}^2}{(S_{nTm_i})^2}$$

Parametrii sistem, LEA 3F si racord 2F redusi la j.t.

$$R_{LEA023} := R_{LEA4} \cdot \left(\frac{Un2}{Un}\right)^2 \quad X_{LEA023} := X_{LEA4} \cdot \left(\frac{Un2}{Un}\right)^2 \quad R_{LEA023} = 4.04210 \times 10^{-4} \quad X_{LEA023} = 4.45564 \times 10^{-4}$$

$$R_{rac023} := R_{rac4} \cdot \left(\frac{Un2}{Un}\right)^2 \quad X_{rac023} := X_{rac4} \cdot \left(\frac{Un2}{Un}\right)^2 \quad R_{rac023} = 5.82969 \times 10^{-4} \quad X_{rac023} = 4.67843 \times 10^{-4}$$

$$R_{s023} := R_{s2} \cdot \left(\frac{Un2}{Un}\right)^2 \quad X_{s023} := X_{s2} \cdot \left(\frac{Un2}{Un}\right)^2 \quad R_{s023} = 4.58886 \times 10^{-5} \quad X_{s023} = 4.58886 \times 10^{-4}$$

Parametrii echivalenti LEA 0,23 kV cu conductoare torsadate

$$Stors := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad R_{0tors} := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.181 \\ 0.833 \\ 0.579 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \quad X_{0tors} := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \quad \Omega/m$$

$$Ramonte := R_{s023} + R_{LEA023} + R_{rac023} \quad Ramonte = 1.03307 \times 10^{-3} \quad X_{amonte} := X_{s023} + X_{LEA023} + X_{rac023}$$

$$\text{distanța față de bornele de j.t. ale PT} \quad l_2 := 0.. 1000 \quad X_{amonte} = 1.37229 \times 10^{-3}$$

$S_{sc} 20 = 140 \text{ MVA}$

LEA 0,23 kV cond. torsadate

PT 20/0,23 kV

$S_{nT} = 15 \text{ kVA}$

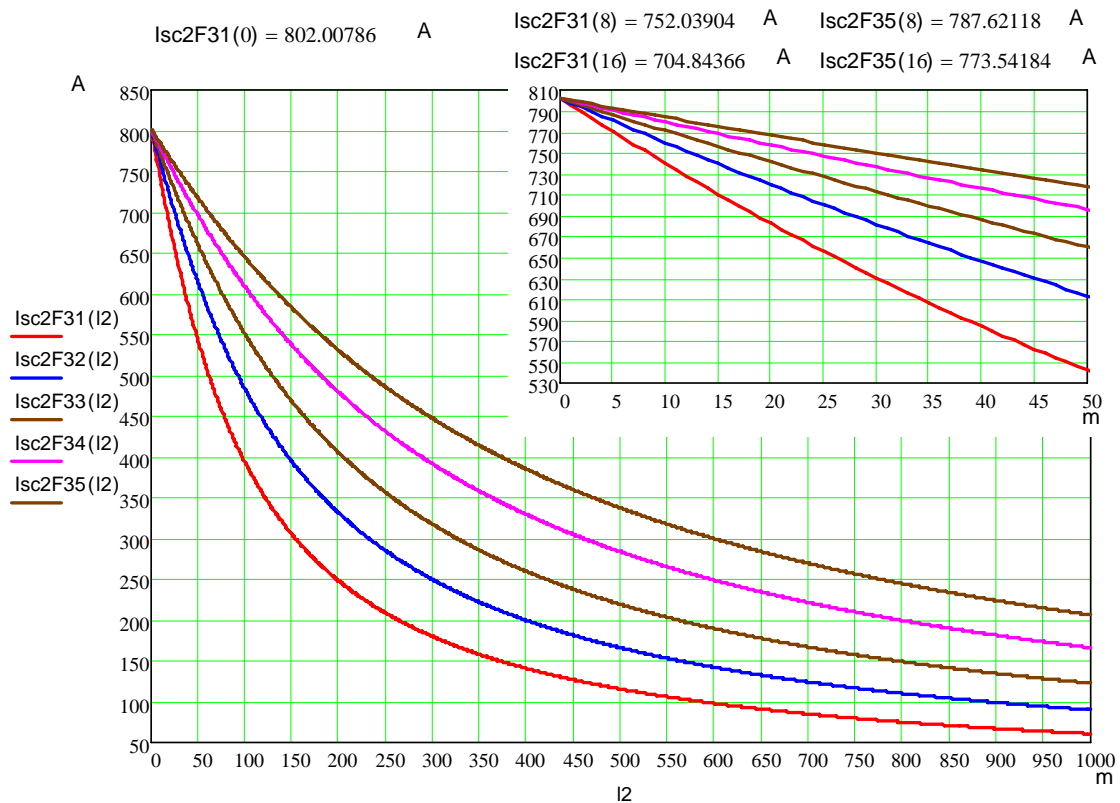


Fig. A10.4.

$S_{sc} 20 = 140 \text{ MVA}$       LEA 0,23 kV cond. torsadate      PT 20/0,23 kV       $S_{nT} = 25 \text{ kVA}$   
 $I_{sc2F41}(0) = 1326.13925 \text{ A}$        $I_{sc2F41}(8) = 1192.90980 \text{ A}$        $I_{sc2F45}(8) = 1287.34841 \text{ A}$   
 $I_{sc2F41}(16) = 1073.29897 \text{ A}$        $I_{sc2F45}(16) = 1249.91457 \text{ A}$

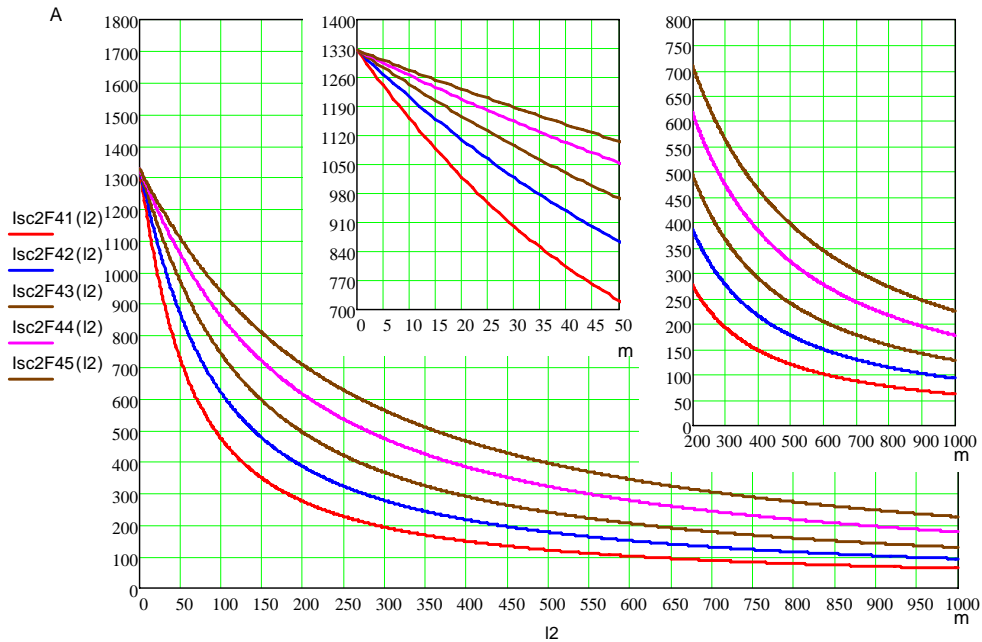


Fig. A10.5.

$S_{sc} 20 = 200 \text{ MVA}$       LEA 0,23 kV cond. torsadate      PT 20/0,23 kV       $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$   
 $I_{sc2F11}(0) = 269.56206 \text{ A}$        $I_{sc2F11}(8) = 262.64464 \text{ A}$        $I_{sc2F15}(8) = 267.66174 \text{ A}$   
 $I_{sc2F11}(16) = 255.97135 \text{ A}$        $I_{sc2F15}(16) = 265.78321 \text{ A}$

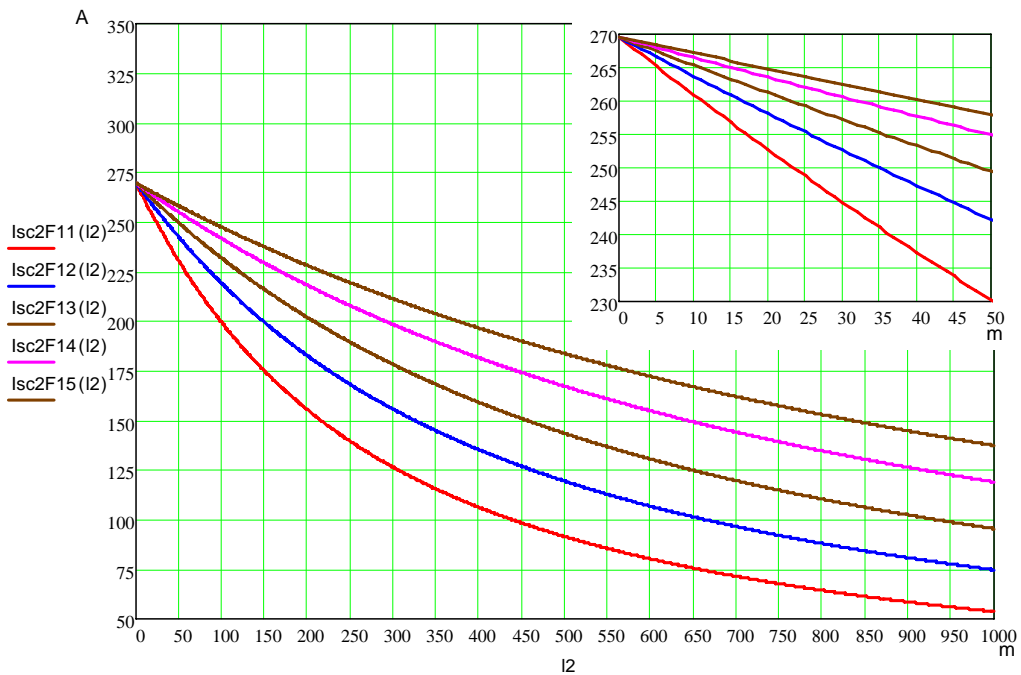


Fig. A10.6

$S_{sc} 20 = 200 \text{ MVA}$ 

LEA 0,23 kV cond. torsadate

PT 20/0,23 kV

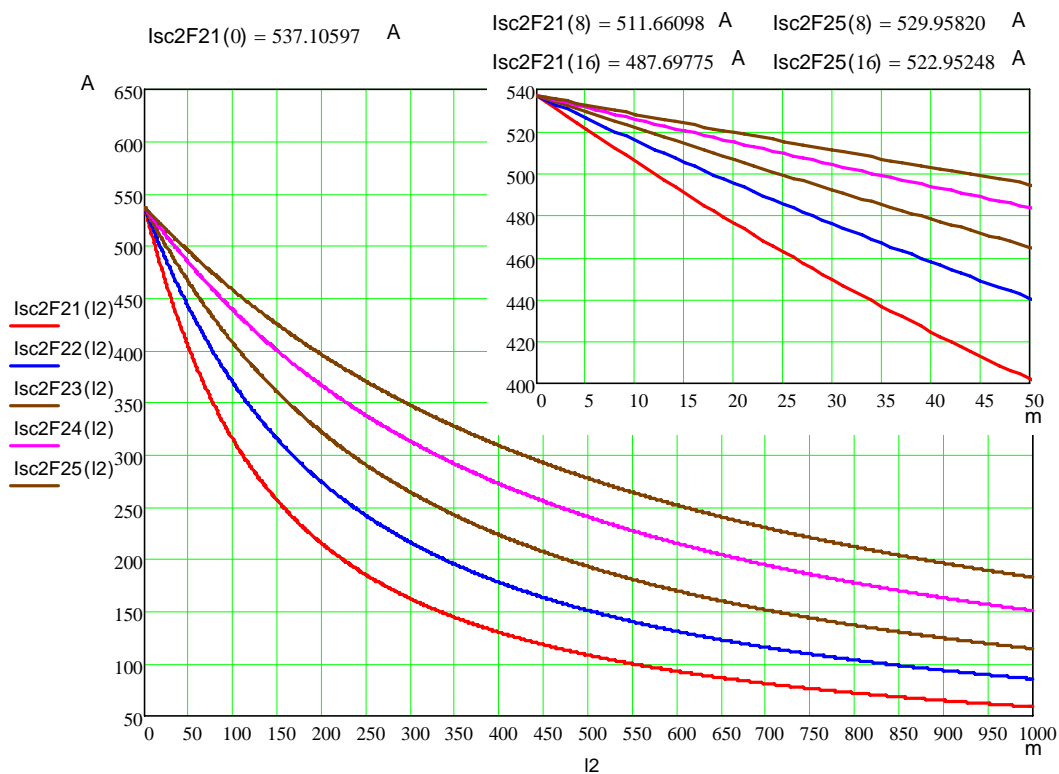
 $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$ 

Fig. A10.7

Comparând cu valorile din figurile 4.13 și 4.14 se poate constata că mărimea puterii aparente de scurtcircuit de pe barele de medie tensiune a stației, practic nu influențează valorile curenților de scurtcircuit din rețeaua de joasă tensiune.

## Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 3 de rețea (fișa de lucru Mathcad)

Calculul curenților de scurtcircuit net bifazat și trifazat în rețelele de joasă tensiune - 1 kV și 0,4 kV  
- conductoare izolate torsadate

Parametrii trafo 20/1 kV

$$Un1 := 20 \text{ kV} \quad Un2 := 1 \text{ kV} \quad i := 1..4$$

$$Sn := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 40 \\ 63 \end{pmatrix} \text{ kVA} \quad In1_i := \frac{Sn_i}{\sqrt{3} \cdot Un1} \quad In2_i := \frac{Sn_i}{\sqrt{3} \cdot Un2}$$

$$In1 = \begin{pmatrix} 0.461880 \\ 0.721688 \\ 1.154701 \\ 1.818653 \end{pmatrix} \text{ A} \quad In2 = \begin{pmatrix} 9.237604 \\ 14.433757 \\ 23.094011 \\ 36.373067 \end{pmatrix} \text{ A}$$

$$usc := \begin{pmatrix} 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix} \% \quad \Delta P_{sc} := \begin{pmatrix} 0.465 \\ 0.700 \\ 0.985 \\ 1.350 \end{pmatrix} \text{ kW}$$

$$Rt1_i := \Delta P_{sc_i} \cdot 10^3 \cdot \frac{Un1^2}{(Sn_i)^2} \quad Rt2_i := \Delta P_{sc_i} \cdot 10^3 \cdot \frac{Un2^2}{(Sn_i)^2}$$

$$Zt1_i := \frac{usc_i}{100} \cdot \frac{Un1^2}{Sn_i} \cdot 10^3 \quad Zt2_i := \frac{usc_i}{100} \cdot \frac{Un2^2}{Sn_i} \cdot 10^3$$

$$Xt1_i := \sqrt{(Zt1_i)^2 - (Rt1_i)^2} \quad Xt2_i := \sqrt{(Zt2_i)^2 - (Rt2_i)^2}$$

$$Rt1 = \begin{pmatrix} 726.562500 \\ 448.000000 \\ 246.250000 \\ 136.054422 \end{pmatrix} \quad Zt1 = \begin{pmatrix} 1000.000000 \\ 640.000000 \\ 400.000000 \\ 253.968254 \end{pmatrix} \quad Xt1 = \begin{pmatrix} 687.100381 \\ 457.051419 \\ 315.215700 \\ 214.450620 \end{pmatrix}$$

$$Rt2 = \begin{pmatrix} 1.816406 \\ 1.120000 \\ 0.615625 \\ 0.340136 \end{pmatrix} \quad Zt2 = \begin{pmatrix} 2.500000 \\ 1.600000 \\ 1.000000 \\ 0.634921 \end{pmatrix} \quad Xt2 = \begin{pmatrix} 1.717751 \\ 1.142629 \\ 0.788039 \\ 0.536127 \end{pmatrix} \Omega$$

Parametrii LEA 1kV cu conductoare izolate torsadate

$$SLEA := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2 \quad R0LEA := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.18 \\ 0.833 \\ 0.579 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m} \quad X0LEA := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \Omega/\text{m}$$

$R_{s20} := 0.34399$	$X_{s20} := 3.43986$	(140 MVA 20 kV)
$R_{LEA} := 10 \cdot 0.246 + 5 \cdot 0.303$	$R_{LEA} = 3.975000$	10 km 120 mm <sup>2</sup> + 5 km 95 mm <sup>2</sup>
$X_{LEA} := 10 \cdot 0.328 + 5 \cdot 0.334$	$X_{LEA} = 4.950000$	
$R_{sMT} := R_{s20} + R_{LEA}$	$R_{sMT} = 4.318990$	
$X_{sMT} := X_{s20} + X_{LEA}$	$X_{sMT} = 8.389860$	

$R_s := R_{sMT} \cdot \frac{U_{n2}^2}{U_{n1}^2}$	$R_s = 0.010797$	$X_s := X_{sMT} \cdot \frac{U_{n2}^2}{U_{n1}^2}$	$X_s = 0.020975$
--	------------------	--	------------------

Scurtcircuit bifazat net pe LEA de 1 kV la distanta "l" de barele de 1 kV ale PT

$$I_{k21(1)} := \frac{U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2 \cdot R_s + 2 \cdot R_{t2_1} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t2_1} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k215(1)} := \frac{U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2 \cdot R_s + 2 \cdot R_{t2_1} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t2_1} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$I_{k22(1)} := \frac{U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2 \cdot R_s + 2 \cdot R_{t2_2} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t2_2} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k225(1)} := \frac{U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2 \cdot R_s + 2 \cdot R_{t2_2} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t2_2} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

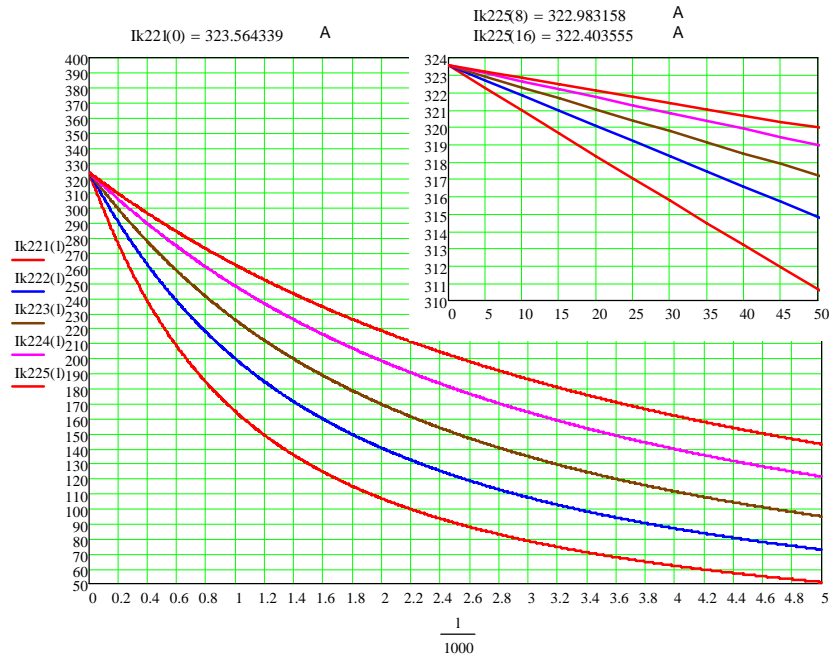
.....

$$I_{k245(1)} := \frac{U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2 \cdot R_s + 2 \cdot R_{t2_4} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t2_4} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$



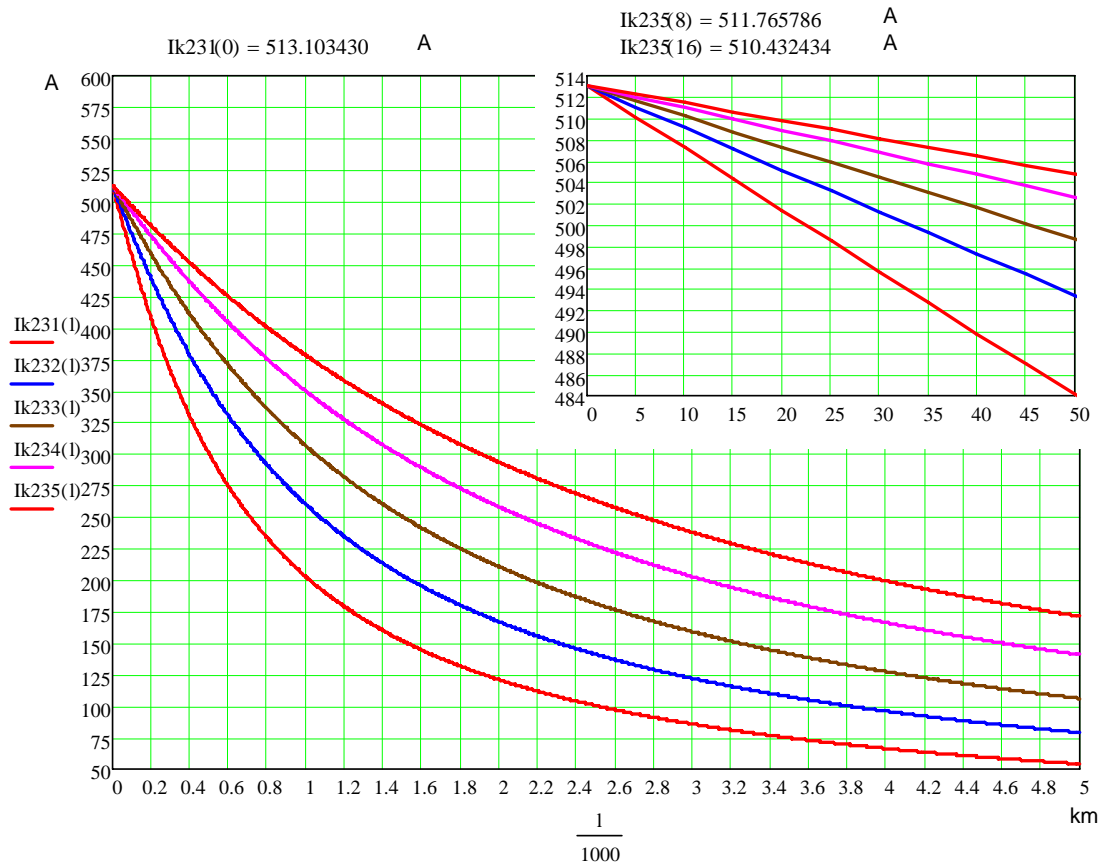
Scurtcircuit bifazat net LEA 1 kV, cond. torsadate

SnT = 25 kVA



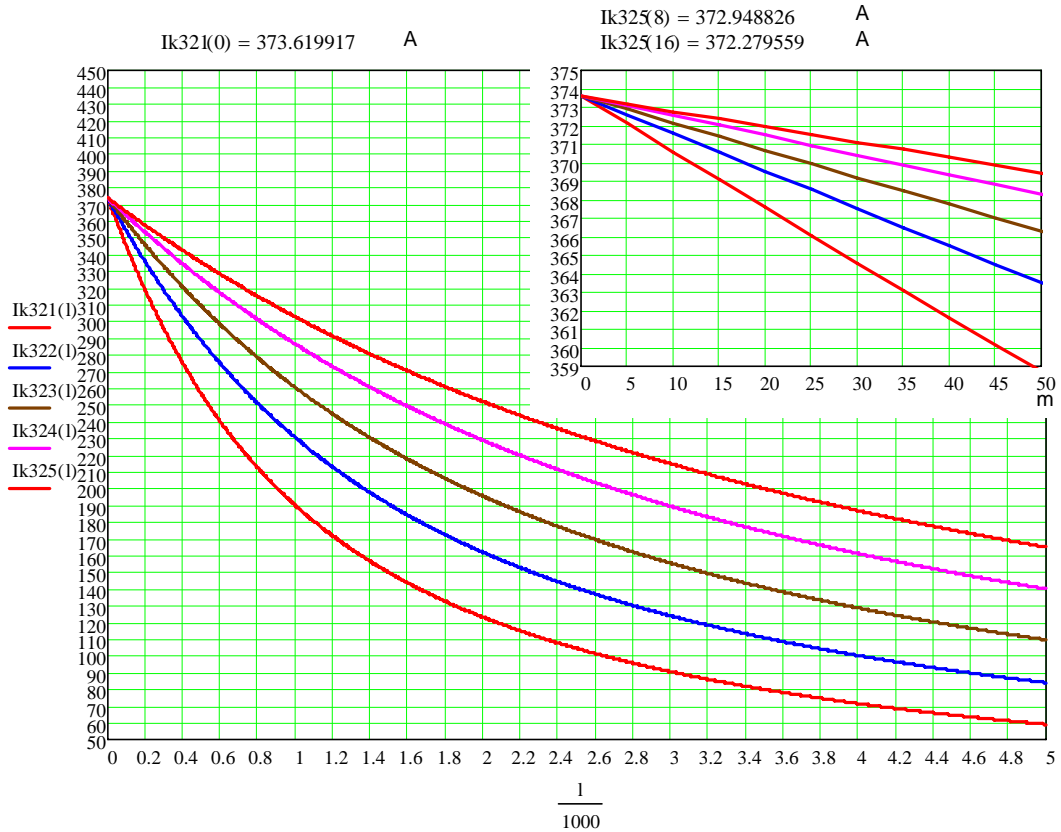
Scurtcircuit bifazat net LEA 1 kV, cond. torsadate

SnT = 40 kVA



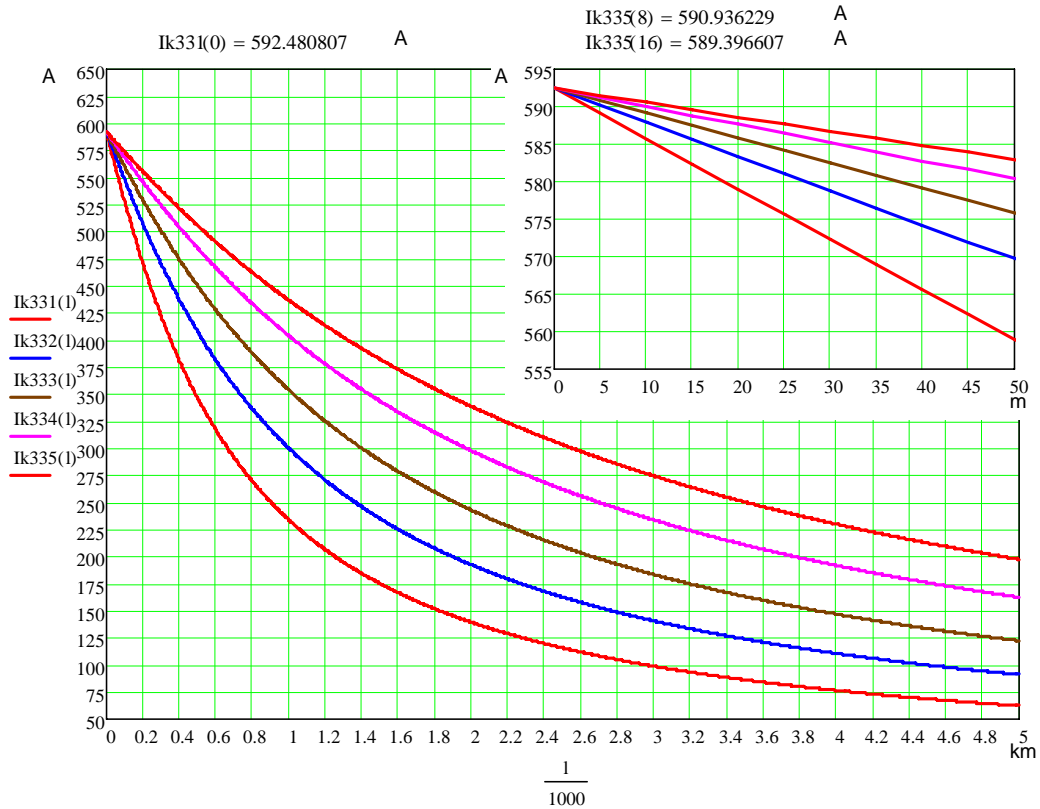
Scurtcircuit trifazat net in rețeaua de 1 kV

SnT = 25 kVA



Scurtcircuit trifazat net in rețeaua de 1 kV

SnT = 40 kVA



Calculul curentilor de scurtcircuit monofazati pe o LEA racordata pe barele de j.t. ale trafo 1/0,4 kV

Parametrii echivalenti sistem (retea amonte) redusi pe bara de 1 kV a PT2 raportati la 0,4 kV

Trafo 1 20/1 kV Sn = 25 kVA, 1 kV Rt1 := 1.12 Ω Xt1 := 1.142629 Ω

LEA 1kV cond. torsadate 50 mm<sup>2</sup>, 5 km R1kV := 5·0.579 R1kV = 2.895000 Ω  
 X1kV := 5·0.086 X1kV = 0.430000 Ω

Sistem Rs1kV := Rs + Rt1 + R1kV Rs1kV = 4.025797 Ω  
 Xs1kV := Xs + Xt1 + X1kV Xs1kV = 1.593604 Ω

Un3 := 0.4 kV

Rs04 := Rs1kV ·  $\frac{Un3^2}{Un2^2}$  Rs04 = 0.644128 Ω Xs04 := Xs1kV ·  $\frac{Un3^2}{Un2^2}$  Xs04 = 0.254977 Ω

Parametrii trafo 1/0,4 kV Filiasi

Un2 := 1 kV m := 1..6

Sn2 :=  $\begin{pmatrix} 3 \\ 5 \\ 10 \\ 16 \\ 25 \\ 40 \end{pmatrix}$  kVA In2<sub>m</sub> :=  $\frac{Sn2_m}{\sqrt{3} \cdot Un2}$  In3<sub>m</sub> :=  $\frac{Sn2_m}{\sqrt{3} \cdot Un3}$  In22 =  $\begin{pmatrix} 1.732051 \\ 2.886751 \\ 5.773503 \\ 9.237604 \\ 14.433757 \\ 23.094011 \end{pmatrix}$  A In3 =  $\begin{pmatrix} 4.330127 \\ 7.216878 \\ 14.433757 \\ 23.094011 \\ 36.084392 \\ 57.735027 \end{pmatrix}$  A

usc2 :=  $\begin{pmatrix} 5 \\ 5 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix}$  % ΔPsc2 :=  $\begin{pmatrix} 0.120 \\ 0.200 \\ 0.360 \\ 0.380 \\ 0.600 \\ 0.950 \end{pmatrix}$  kW

Rt2<sub>m</sub> := ΔPsc2<sub>m</sub> · 10<sup>3</sup> ·  $\frac{Un2^2}{(Sn2_m)^2}$  Rt3<sub>m</sub> := ΔPsc2<sub>m</sub> · 10<sup>3</sup> ·  $\frac{Un3^2}{(Sn2_m)^2}$

Zt2<sub>m</sub> :=  $\frac{usc2_m \cdot Un2^2}{100 \cdot Sn2_m} \cdot 10^3$  Zt3<sub>m</sub> :=  $\frac{usc2_m \cdot Un3^2}{100 \cdot Sn2_m} \cdot 10^3$  Xt2<sub>m</sub> :=  $\sqrt{(Zt2_m)^2 - (Rt2_m)^2}$  Xt3<sub>m</sub> :=  $\sqrt{(Zt3_m)^2 - (Rt3_m)^2}$

Rt22 =  $\begin{pmatrix} 13.333333 \\ 8.000000 \\ 3.600000 \\ 1.484375 \\ 0.960000 \\ 0.593750 \end{pmatrix}$  Zt22 =  $\begin{pmatrix} 16.666667 \\ 10.000000 \\ 4.000000 \\ 2.500000 \\ 1.600000 \\ 1.000000 \end{pmatrix}$  Xt22 =  $\begin{pmatrix} 10.000000 \\ 6.000000 \\ 1.743560 \\ 2.011624 \\ 1.280000 \\ 0.804650 \end{pmatrix}$  Ω

$$Rt3 = \begin{pmatrix} 2.133333 \\ 1.280000 \\ 0.576000 \\ 0.237500 \\ 0.153600 \\ 0.095000 \end{pmatrix} \quad Zt3 = \begin{pmatrix} 2.666667 \\ 1.600000 \\ 0.640000 \\ 0.400000 \\ 0.256000 \\ 0.160000 \end{pmatrix} \quad Xt3 = \begin{pmatrix} 1.600000 \\ 0.960000 \\ 0.278970 \\ 0.321860 \\ 0.204800 \\ 0.128744 \end{pmatrix} \quad \Omega$$

KhR := (1 1 1 1 1 1)      KhX := (0.96 0.96 0.96 0.96 0.96 0.96)      conexiune Dy

Rt22h<sub>m</sub> := KhR<sub>1,m</sub> · Rt22<sub>m</sub>      Rt3h<sub>m</sub> := KhR<sub>1,m</sub> · Rt3<sub>m</sub>      Xt22h<sub>m</sub> := KhX<sub>1,m</sub> · Xt22<sub>m</sub>      Xt3h<sub>m</sub> := KhX<sub>1,m</sub> · Xt3<sub>m</sub>

$$Rt22h = \begin{pmatrix} 13.333333 \\ 8.000000 \\ 3.600000 \\ 1.484375 \\ 0.960000 \\ 0.593750 \end{pmatrix} \quad Xt22h = \begin{pmatrix} 9.600000 \\ 5.760000 \\ 1.673817 \\ 1.931159 \\ 1.228800 \\ 0.772464 \end{pmatrix} \quad \Omega \quad Rt3h = \begin{pmatrix} 2.1333333 \\ 1.2800000 \\ 0.5760000 \\ 0.2375000 \\ 0.1536000 \\ 0.0950000 \end{pmatrix} \quad Xt3h = \begin{pmatrix} 1.536000 \\ 0.921600 \\ 0.267811 \\ 0.308985 \\ 0.196608 \\ 0.123594 \end{pmatrix} \quad \Omega$$

l := 0.. 1000

$$Ik111(l) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un3 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_1 + Rt3h_1 + 3 \cdot l \cdot R0LEA_1 + 3 \cdot l \cdot RN0_1)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_1 + Xt3h_1 + 6 \cdot l \cdot X0LEA_1)^2}}$$

.....

$$Ik115(l) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un3 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_1 + Rt3h_1 + 3 \cdot l \cdot R0LEA_5 + 3 \cdot l \cdot RN0_5)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_1 + Xt3h_1 + 6 \cdot l \cdot X0LEA_5)^2}}$$

$$Ik121(l) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un3 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_2 + Rt3h_2 + 3 \cdot l \cdot R0LEA_1 + 3 \cdot l \cdot RN0_1)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_2 + Xt3h_2 + 6 \cdot l \cdot X0LEA_1)^2}}$$

.....

$$Ik165(l) := \frac{\sqrt{3} \cdot Un3 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_6 + Rt3h_6 + 3 \cdot l \cdot R0LEA_5 + 3 \cdot l \cdot RN0_5)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_6 + Xt3h_6 + 6 \cdot l \cdot X0LEA_5)^2}}$$

Scurtcircuit bifazat net in pe LEA de 0,4 kV la distanta l de barele de j.t. ale PT

$$Ik211(l) := \frac{Un3 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_1 + 2 \cdot l \cdot R0LEA_1)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_1 + 2 \cdot l \cdot X0LEA_1)^2}}$$

.....

$$Ik215(l) := \frac{Un3 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_1 + 2 \cdot l \cdot R0LEA_5)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_1 + 2 \cdot l \cdot X0LEA_5)^2}}$$

$$I_{k221(1)} := \frac{Un3 \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_2 + 2 \cdot l \cdot R0LEA_1)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_2 + 2 \cdot l \cdot X0LEA_1)^2}}$$

.....

$$I_{k265(1)} := \frac{Un3 \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2 \cdot Rs04 + 2 \cdot Rt3_6 + 2 \cdot l \cdot R0LEA_5)^2 + (2 \cdot Xs04 + 2 \cdot Xt3_6 + 2 \cdot l \cdot X0LEA_5)^2}}$$

Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV

$$I_{k311(1)} := \frac{\frac{Un3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(Rs04 + Rt3_1 + l \cdot R0LEA_1)^2 + (Xs04 + Xt3_1 + l \cdot X0LEA_1)^2}}$$

.....

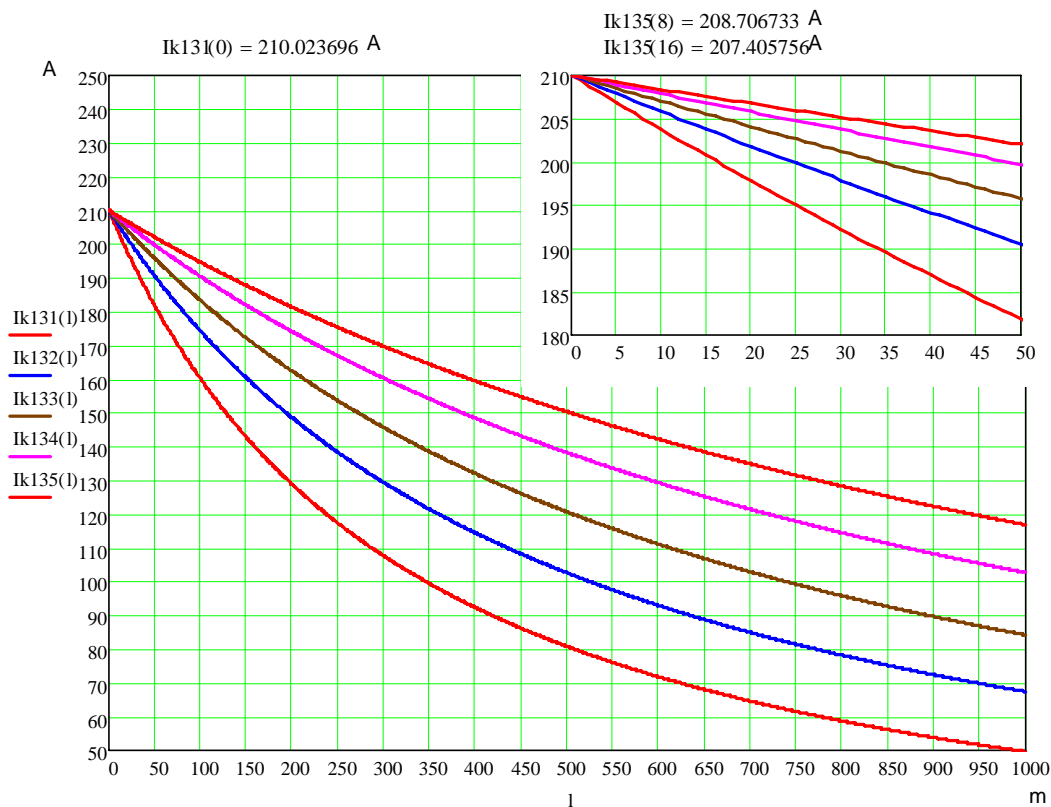
$$I_{k315(1)} := \frac{\frac{Un3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(Rs04 + Rt3_1 + l \cdot R0LEA_5)^2 + (Xs04 + Xt3_1 + l \cdot X0LEA_5)^2}}$$

$$I_{k321(1)} := \frac{\frac{Un3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(Rs04 + Rt3_2 + l \cdot R0LEA_1)^2 + (Xs04 + Xt3_2 + l \cdot X0LEA_1)^2}}$$

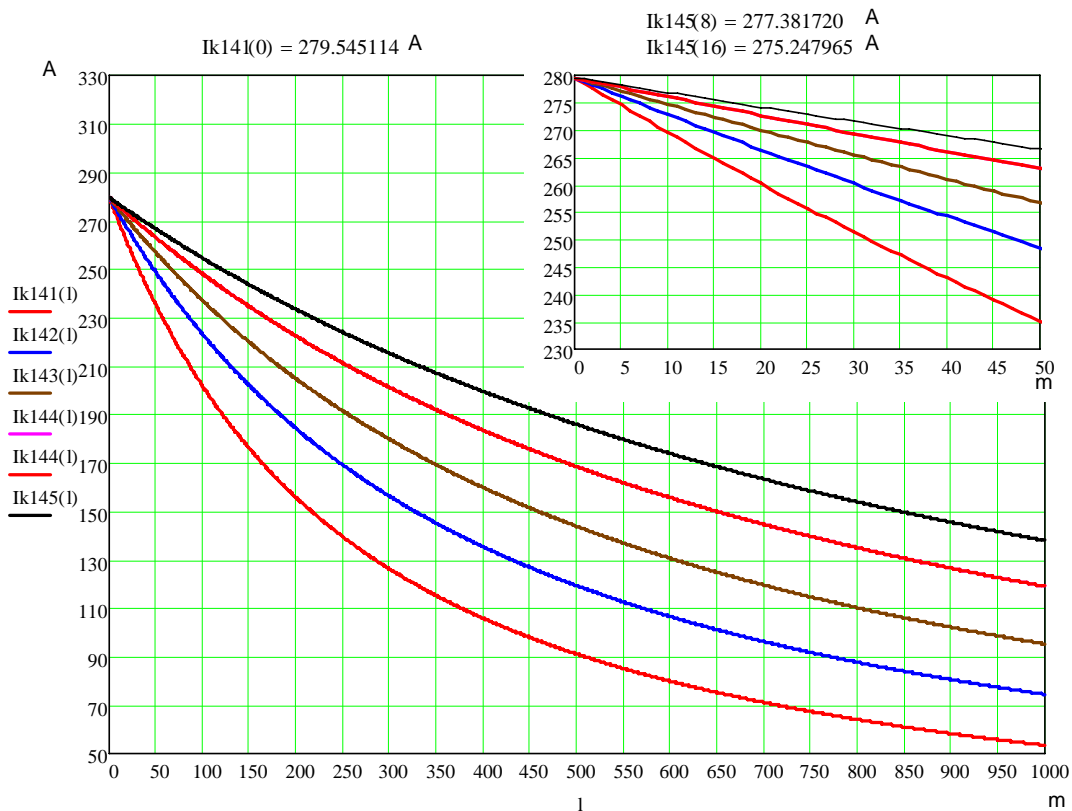
.....

$$I_{k365(1)} := \frac{\frac{Un3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(Rs04 + Rt3_6 + l \cdot R0LEA_5)^2 + (Xs04 + Xt3_6 + l \cdot X0LEA_5)^2}}$$

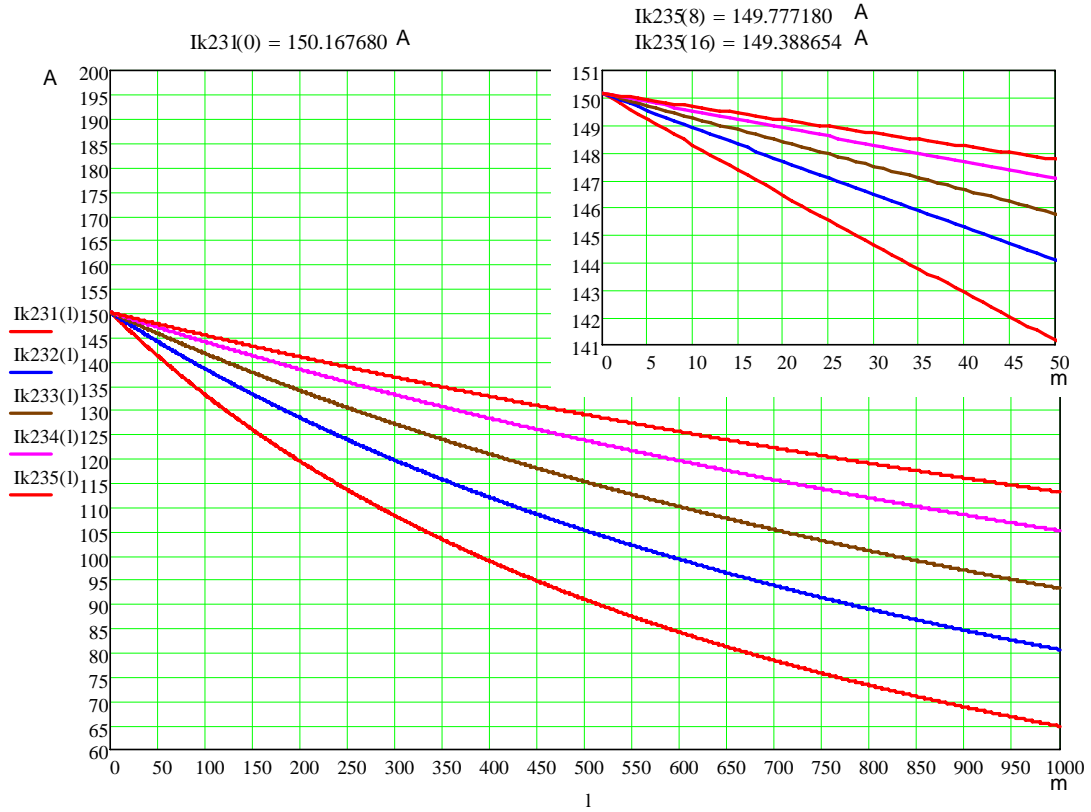
Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$



Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 16 \text{ kVA}$

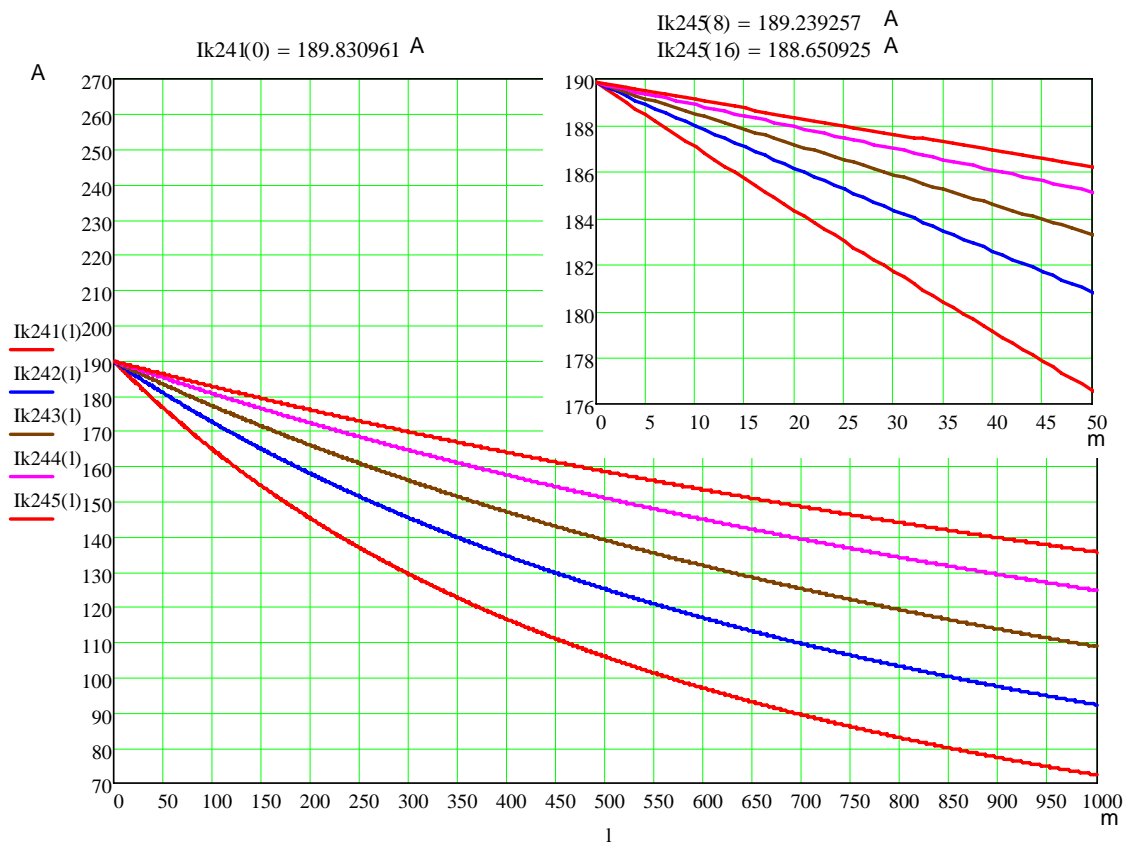


Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$

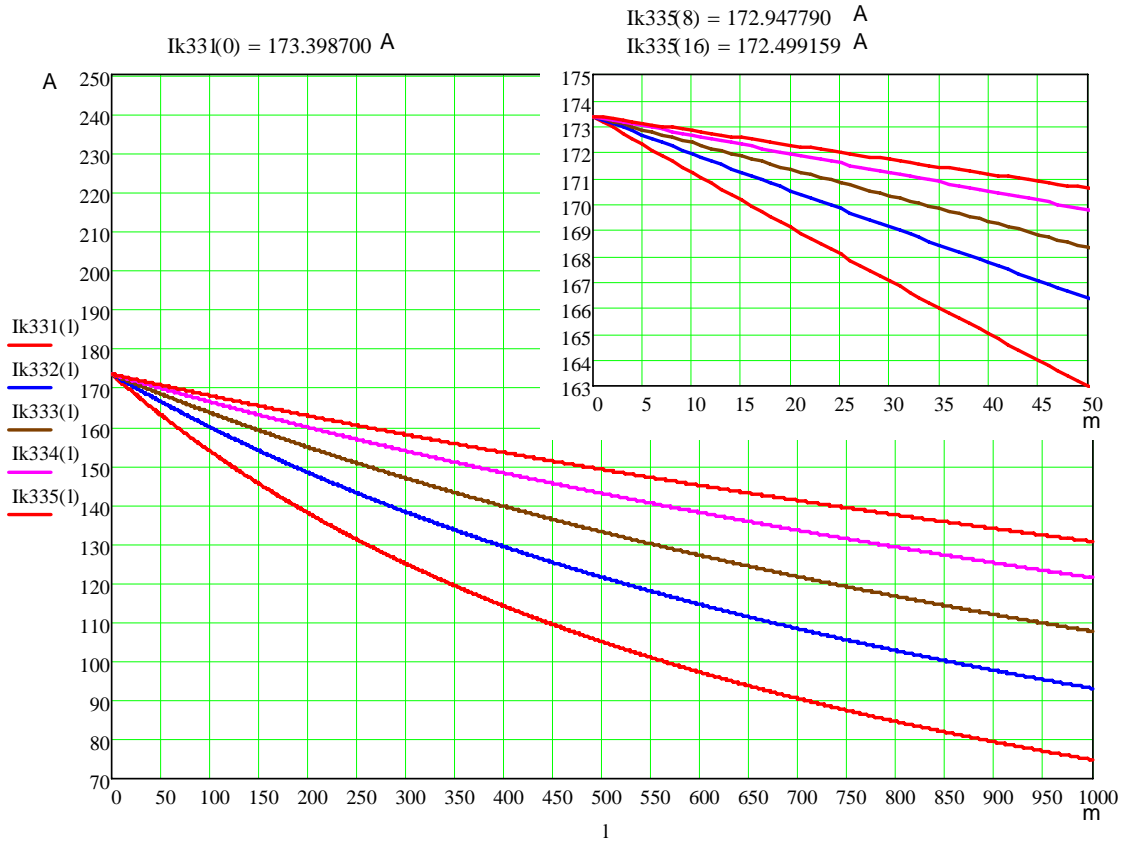




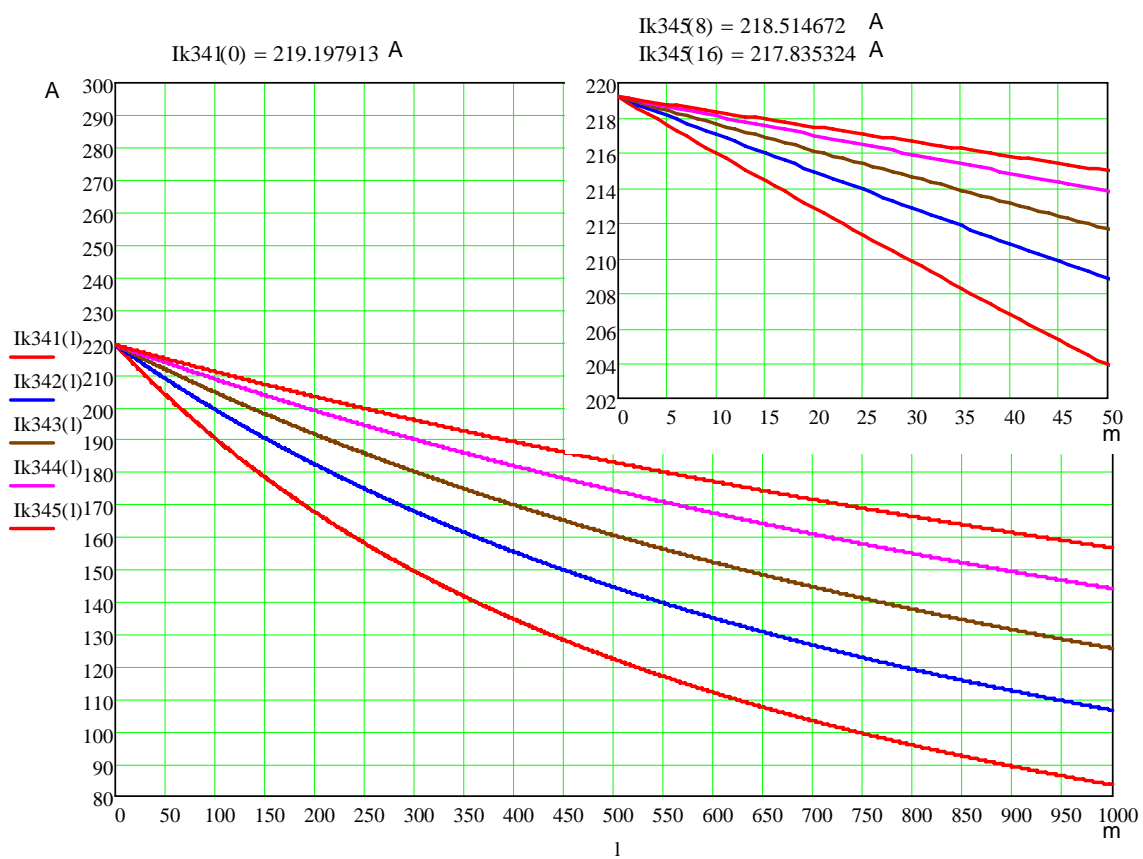
Scurtcircuit bifazat net in rețeaua de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV, S<sub>nT</sub> = 16 kVA



Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 10$  kVA



Scurtcircuit trifazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 16 \text{ kVA}$



## Relațiile utilizate și rezultatele calculului curenților de scurtcircuit pentru zona 4 de rețea (fișa de lucru Mathcad)

Calculul curenților de scurtcircuit net mono, bi și trifazat în rețelele de joasă tensiune 0,4 - 1 - 0,4 kV

Parametrii trafo 20/0,4 kV

$$\begin{array}{l}
 \text{Un1} := 20 \text{ kV} \quad \text{Un2} := 0.4 \text{ kV} \quad \text{Un3} := 1 \text{ kV} \quad i := 1..7 \\
 \\
 \text{Sn}_i := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 40 \\ 63 \\ 100 \\ 125 \\ 160 \end{pmatrix} \text{ kVA} \quad \text{In1}_i := \frac{\text{Sn}_i}{\sqrt{3} \cdot \text{Un1}} \quad \text{In2}_i := \frac{\text{Sn}_i}{\sqrt{3} \cdot \text{Un2}} \quad \text{In1} = \begin{pmatrix} 0.461880 \\ 0.721688 \\ 1.154701 \\ 1.818653 \\ 2.886751 \\ 3.608439 \\ 4.618802 \end{pmatrix} \text{ A} \quad \text{In2} = \begin{pmatrix} 23.094011 \\ 36.084392 \\ 57.735027 \\ 90.932667 \\ 144.337567 \\ 180.421959 \\ 230.940108 \end{pmatrix} \text{ A} \\
 \\
 \text{usc}_i := \begin{pmatrix} 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix} \% \quad \Delta \text{Psc}_i := \begin{pmatrix} 0.465 \\ 0.700 \\ 0.985 \\ 1.350 \\ 1.750 \\ 2.100 \\ 2.350 \end{pmatrix} \text{ kW} \quad \text{Rt1}_i := \Delta \text{Psc}_i \cdot 10^3 \cdot \frac{\text{Un1}^2}{(\text{Sn}_i)^2} \quad \text{Rt2}_i := \Delta \text{Psc}_i \cdot 10^3 \cdot \frac{\text{Un2}^2}{(\text{Sn}_i)^2} \\
 \text{Zt1}_i := \frac{\text{usc}_i}{100} \cdot \frac{\text{Un1}^2}{\text{Sn}_i} \cdot 10^3 \quad \text{Zt2}_i := \frac{\text{usc}_i}{100} \cdot \frac{\text{Un2}^2}{\text{Sn}_i} \cdot 10^3 \\
 \\
 \text{Rt1} = \begin{pmatrix} 726.562500 \\ 448.000000 \\ 246.250000 \\ 136.054422 \\ 70.000000 \\ 53.760000 \\ 36.718750 \end{pmatrix} \quad \text{Zt1} = \begin{pmatrix} 1000.000000 \\ 640.000000 \\ 400.000000 \\ 253.968254 \\ 160.000000 \\ 128.000000 \\ 100.000000 \end{pmatrix} \quad \text{Xt1}_i := \sqrt{(\text{Zt1}_i)^2 - (\text{Rt1}_i)^2} \quad \text{Xt1} = \begin{pmatrix} 687.100381 \\ 457.051419 \\ 315.215700 \\ 214.450620 \\ 143.874946 \\ 116.163085 \\ 93.014695 \end{pmatrix} \Omega \\
 \\
 \text{Rt2} = \begin{pmatrix} 0.290625 \\ 0.179200 \\ 0.098500 \\ 0.054422 \\ 0.028000 \\ 0.021504 \\ 0.014688 \end{pmatrix} \quad \text{Zt2} = \begin{pmatrix} 0.400000 \\ 0.256000 \\ 0.160000 \\ 0.101587 \\ 0.064000 \\ 0.051200 \\ 0.040000 \end{pmatrix} \quad \text{Xt2}_i := \sqrt{(\text{Zt2}_i)^2 - (\text{Rt2}_i)^2} \quad \text{Xt2} = \begin{pmatrix} 0.274840 \\ 0.182821 \\ 0.126086 \\ 0.085780 \\ 0.057550 \\ 0.046465 \\ 0.037206 \end{pmatrix} \Omega
 \end{array}$$

$$\text{KhR} := (0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5)$$

$$\text{KhX} := (0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1)$$

Conexiune Y/z<sub>0</sub>

$$\text{Rt1h}_i := \text{KhR}_{1,i} \cdot \text{Rt1}_i$$

$$\text{Rt2h}_i := \text{KhR}_{1,i} \cdot \text{Rt2}_i$$

$$\text{Xt1h}_i := \text{KhX}_{1,i} \cdot \text{Xt1}_i$$

$$\text{Xt2h}_i := \text{KhX}_{1,i} \cdot \text{Xt2}_i$$

$$\text{Rt1h} = \begin{pmatrix} 363.281250 \\ 224.000000 \\ 123.125000 \\ 68.027211 \\ 35.000000 \\ 26.880000 \\ 18.359375 \end{pmatrix}$$

$$\text{Rt2h} = \begin{pmatrix} 0.1453125 \\ 0.0896000 \\ 0.0492500 \\ 0.0272109 \\ 0.0140000 \\ 0.0107520 \\ 0.0073438 \end{pmatrix}$$

$$\text{Xt1h} = \begin{pmatrix} 68.710038 \\ 45.705142 \\ 31.521570 \\ 21.445062 \\ 14.387495 \\ 11.616309 \\ 9.301469 \end{pmatrix}$$

$$\text{Xt2h} = \begin{pmatrix} 0.027484 \\ 0.018282 \\ 0.012609 \\ 0.008578 \\ 0.005755 \\ 0.004647 \\ 0.003721 \end{pmatrix}$$

Parametrii LEA 0,4 kV izolate torsadate

$$\text{SLEA} := \begin{pmatrix} 16 \\ 25 \\ 35 \\ 50 \\ 70 \end{pmatrix} \text{ mm}^2$$

$$\text{R0LEA} := \begin{pmatrix} 1.802 \\ 1.18 \\ 0.833 \\ 0.579 \\ 0.437 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \ \Omega/\text{m}$$

$$j := 1..5$$

$$\text{RN0}_j := 0.61 \cdot 10^{-3} \ \Omega/\text{m}$$

$$\text{X0LEA} := \begin{pmatrix} 0.098 \\ 0.097 \\ 0.089 \\ 0.086 \\ 0.084 \end{pmatrix} \cdot 10^{-3} \ \Omega/\text{m}$$

Parametrii sistem vazut pe barele de 20 kV ale ST redus la 0,4 kV

$$\text{Ssc} := 140 \text{ MVA}$$

$$\text{Zs} := \frac{(1.1 \text{Un2})^2}{\text{Ssc}}$$

$$\text{Zs} = 0.001383$$

$$\text{XsST} := 0.995 \text{Zs}$$

$$\text{XsST} = 0.001376 \ \Omega$$

$$\text{RsST} := 0.1 \cdot \text{XsST}$$

$$\text{RsST} = 0.000138$$

Parametrii LEA 3F 20 kV, l=10 km, S= 95 mm<sup>2</sup>, reduși la 0,4 kV

$$\text{RLEA20} := 10 \cdot 0.303$$

$$\text{RLEA20} = 3.030000 \ \Omega$$

$$\text{XLEA20} := 10 \cdot 0.334$$

$$\text{XLEA20} = 3.340000 \ \Omega$$

$$\text{RLEA} := \text{RLEA20} \frac{\text{Un2}^2}{\text{Un1}^2}$$

$$\text{RLEA} = 0.001212$$

$$\text{XLEA} := \text{XLEA20} \frac{\text{Un2}^2}{\text{Un1}^2}$$

$$\text{XLEA} = 0.001336$$

Parametrii sistemului vazut la bornele de m.t. ale PT1, reduși la 0,4 kV

$$\text{Rs} := \text{RsST} + \text{RLEA}$$

$$\text{Rs} = 0.001350$$

$$\text{Xs} := \text{XsST} + \text{XLEA}$$

$$\text{Xs} = 0.002712 \ \Omega$$

$$\text{Zs}_{\text{www}} := \sqrt{\text{Rs}^2 + \text{Xs}^2}$$

$$\text{Zs} = 0.003029$$

$$\text{SscPT04} := \frac{\text{Un2}^2}{\text{Zs}}$$

$$\text{SscPT04} = 52.819266 \text{ MVA}$$

Parametrii sistemului vazut la bornele de j.t. ale PT1, reduși la 0,4 kV

$$\text{Sn}_4 = 63.000000 \text{ kVA}$$

$$\text{Rs04} := \text{Rs} + \text{Rt2}_4$$

$$\text{Rt2}_4 = 0.054422$$

$$\text{Rs04} = 0.055771$$

$$\text{Xs04} := \text{Xs} + \text{Xt2}_4$$

$$\text{Xt2}_4 = 0.085780$$

$$\text{Xs04} = 0.088492$$

Parametrii echiv. coloana 0,4 kV, cond. torsadate, 35 mm<sup>2</sup>, 8m

$$\text{Rcol} := \text{R0LEA}_3 \cdot 8$$

$$\text{Rcol} = 0.006664$$

$$\text{Xcol} := \text{X0LEA}_3 \cdot 8$$

$$\text{Xcol} = 0.000712$$

Parametrii sistemului vazut la bornele de j.t. ale PT2, reduși la 0,4 kV

$$\text{Rs204} := \text{Rs04} + \text{Rcol}$$

$$\text{Rs204} = 0.062435$$

$$\text{Xs204} := \text{Xs04} + \text{Xcol}$$

$$\text{Xs204} = 0.089204$$

## 326 Anexe

Parametrii sistemului vazut la bornele de j.t. ale PT2, redusi la 1 kV

$$R_s := R_{s204} \cdot \frac{Un3^2}{Un2^2} \quad R_s = 0.390221 \quad X_s := X_{s204} \cdot \frac{Un3^2}{Un2^2} \quad X_s = 0.557526 \quad \Omega$$

Parametrii trafo 0,4/1 kV (1/0.4 kV)

$$m := 1..6$$

$$Sn2 := \begin{pmatrix} 3 \\ 5 \\ 10 \\ 16 \\ 25 \\ 40 \end{pmatrix} \text{ kVA} \quad In22_m := \frac{Sn2_m}{\sqrt{3} \cdot Un2} \quad In3_m := \frac{Sn2_m}{\sqrt{3} \cdot Un3} \quad In22 = \begin{pmatrix} 4.330127 \\ 7.216878 \\ 14.433757 \\ 23.094011 \\ 36.084392 \\ 57.735027 \end{pmatrix} \text{ A} \quad In3 = \begin{pmatrix} 1.732051 \\ 2.886751 \\ 5.773503 \\ 9.237604 \\ 14.433757 \\ 23.094011 \end{pmatrix} \text{ A}$$

$$usc2 := \begin{pmatrix} 5 \\ 5 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \\ 4 \end{pmatrix} \% \quad \Delta Psc2 := \begin{pmatrix} 0.120 \\ 0.200 \\ 0.360 \\ 0.380 \\ 0.600 \\ 0.950 \end{pmatrix} \text{ kW}$$

$$Rt22_m := \Delta Psc2_m \cdot 10^3 \cdot \frac{Un2^2}{(Sn2_m)^2} \quad Rt3_m := \Delta Psc2_m \cdot 10^3 \cdot \frac{Un3^2}{(Sn2_m)^2}$$

$$Zt22_m := \frac{usc2_m \cdot Un2^2}{100 \cdot Sn2_m} \cdot 10^3 \quad Zt3_m := \frac{usc2_m \cdot Un3^2}{100 \cdot Sn2_m} \cdot 10^3 \quad Xt22_m := \sqrt{(Zt22_m)^2 - (Rt22_m)^2} \quad Xt3_m := \sqrt{(Zt3_m)^2 - (Rt3_m)^2}$$

$$Rt22 = \begin{pmatrix} 2.133333 \\ 1.280000 \\ 0.576000 \\ 0.237500 \\ 0.153600 \\ 0.095000 \end{pmatrix} \quad Zt22 = \begin{pmatrix} 2.666667 \\ 1.600000 \\ 0.640000 \\ 0.400000 \\ 0.256000 \\ 0.160000 \end{pmatrix} \quad Xt22 = \begin{pmatrix} 1.600000 \\ 0.960000 \\ 0.278970 \\ 0.321860 \\ 0.204800 \\ 0.128744 \end{pmatrix}$$

$$Rt3 = \begin{pmatrix} 13.333333 \\ 8.000000 \\ 3.600000 \\ 1.484375 \\ 0.960000 \\ 0.593750 \end{pmatrix} \quad Zt3 = \begin{pmatrix} 16.666667 \\ 10.000000 \\ 4.000000 \\ 2.500000 \\ 1.600000 \\ 1.000000 \end{pmatrix} \quad Xt3 = \begin{pmatrix} 10.000000 \\ 6.000000 \\ 1.743560 \\ 2.011624 \\ 1.280000 \\ 0.804650 \end{pmatrix} \quad \Omega$$

$$KhR := (0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5 \ 0.5) \quad KhX := (0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1 \ 0.1) \quad \text{conexiune } Y/z_0$$

$$Rt22h_m := KhR_{1,m} \cdot Rt22_m \quad Rt3h_m := KhR_{1,m} \cdot Rt3_m \quad Xt22h_m := KhX_{1,m} \cdot Xt22_m \quad Xt3h_m := KhX_{1,m} \cdot Xt3_m$$

$$R_{t22h} = \begin{pmatrix} 1.066667 \\ 0.640000 \\ 0.288000 \\ 0.118750 \\ 0.076800 \\ 0.047500 \end{pmatrix} \quad X_{t22h} = \begin{pmatrix} 0.160000 \\ 0.096000 \\ 0.027897 \\ 0.032186 \\ 0.020480 \\ 0.012874 \end{pmatrix} \quad R_{t3h} = \begin{pmatrix} 6.666667 \\ 4.000000 \\ 1.800000 \\ 0.7421875 \\ 0.480000 \\ 0.2968750 \end{pmatrix} \quad X_{t3h} = \begin{pmatrix} 1.000000 \\ 0.600000 \\ 0.174356 \\ 0.201162 \\ 0.128000 \\ 0.080465 \end{pmatrix}$$

Scurtcircuit bifazat net pe LEA de 1 kV la distanta "l" de barele de j.t. ale PT

$$I_{k211(l)} := \frac{U_{n3} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t3_1} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t3_1} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k215(l)} := \frac{U_{n3} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t3_1} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t3_1} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$I_{k221(l)} := \frac{U_{n3} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t3_2} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t3_2} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k225(l)} := \frac{U_{n3} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t3_2} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t3_2} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

.....

$$I_{k265(l)} := \frac{U_{n3} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t3_6} + 2 \cdot l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t3_6} + 2 \cdot l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

Scurtcircuit trifazat net pe LEA 1 kV

$$I_{k311(l)} := \frac{\frac{U_{n3}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(R_s + R_{t3_1} + l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (X_s + X_{t3_1} + l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k315(l)} := \frac{\frac{U_{n3}}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(R_s + R_{t3_1} + l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (X_s + X_{t3_1} + l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$I_{k321(l)} := \frac{\frac{Un_3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(R_s + Rt_{3_2} + l \cdot R_{0LEA_1})^2 + (X_s + Xt_{3_2} + l \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

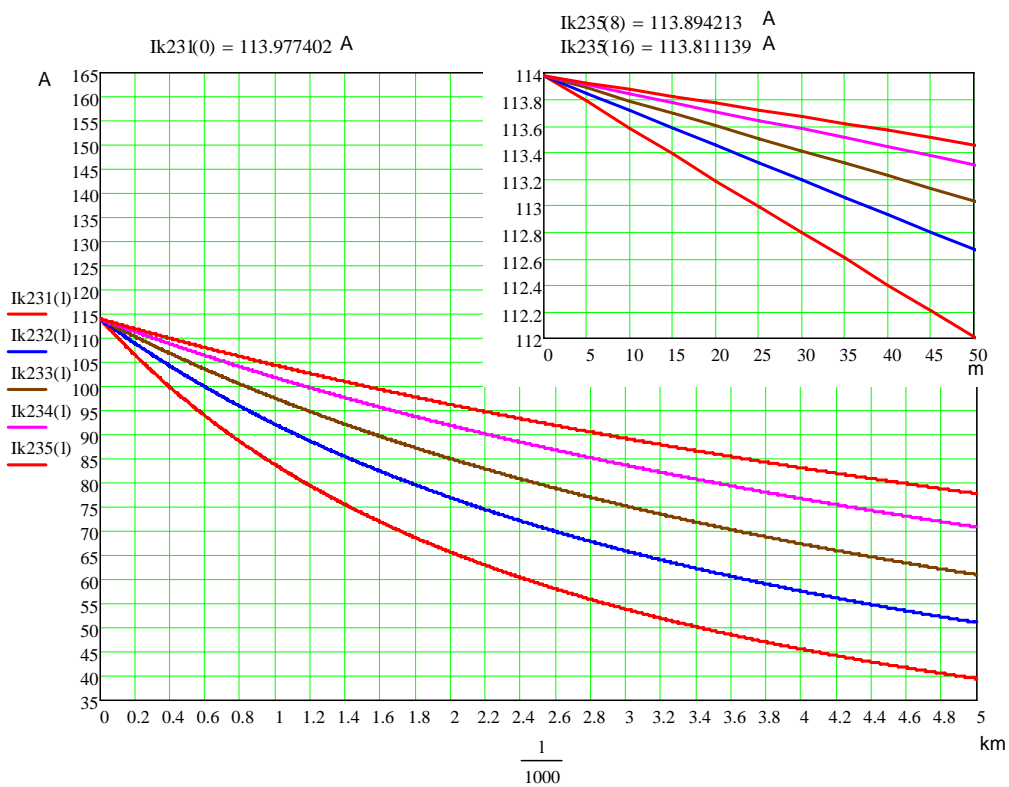
.....

$$I_{k325(l)} := \frac{\frac{Un_3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(R_s + Rt_{3_2} + l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (X_s + Xt_{3_2} + l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

.....

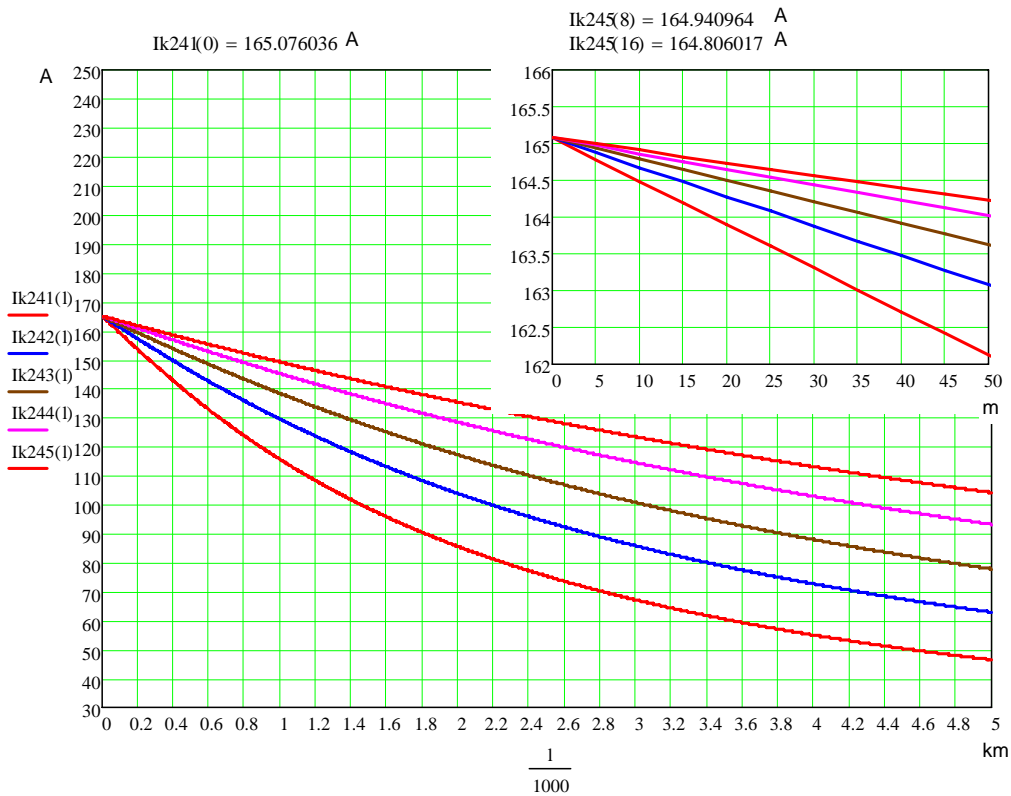
$$I_{k375(l)} := \frac{\frac{Un_3}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1.05}{\sqrt{(R_s + Rt_{3_7} + l \cdot R_{0LEA_5})^2 + (X_s + Xt_{3_7} + l \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

Scurtcircuit bifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV, S<sub>nT</sub> = 10 kVA

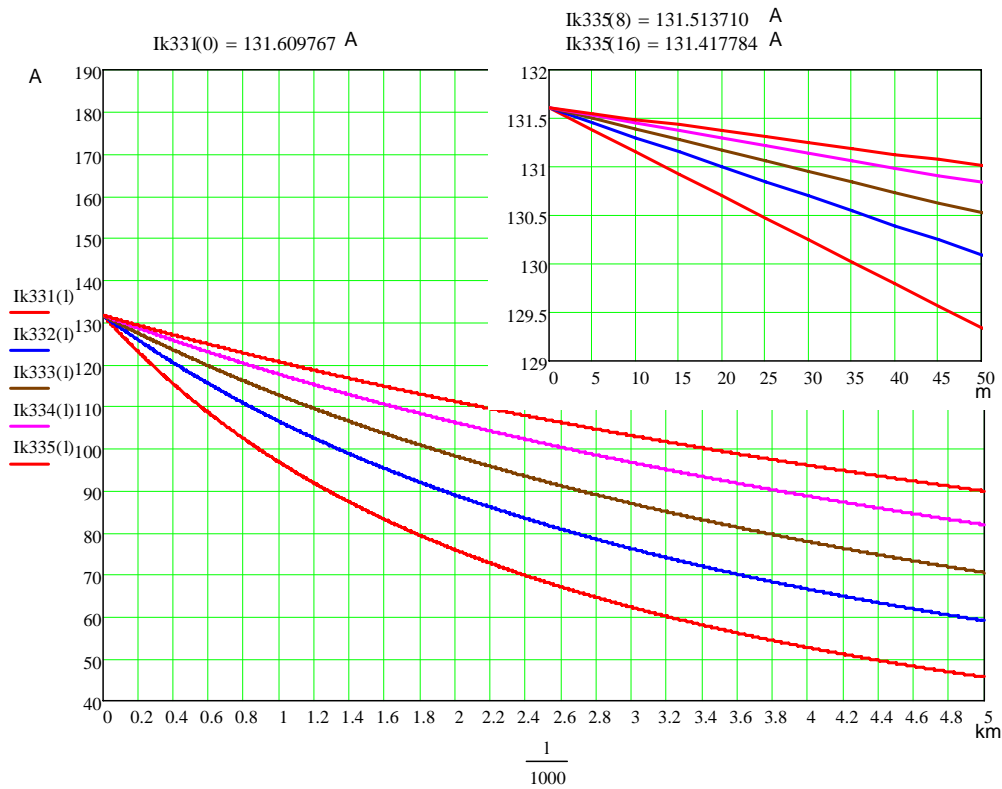




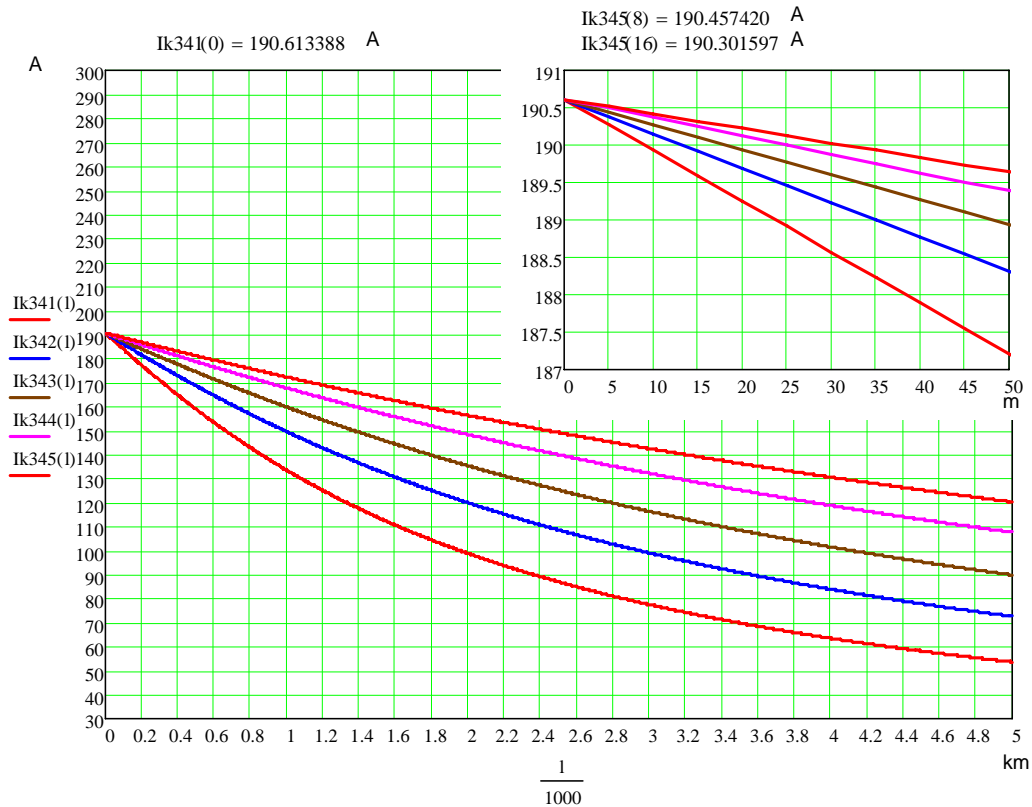
Scurtcircuit bifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 16 \text{ kVA}$



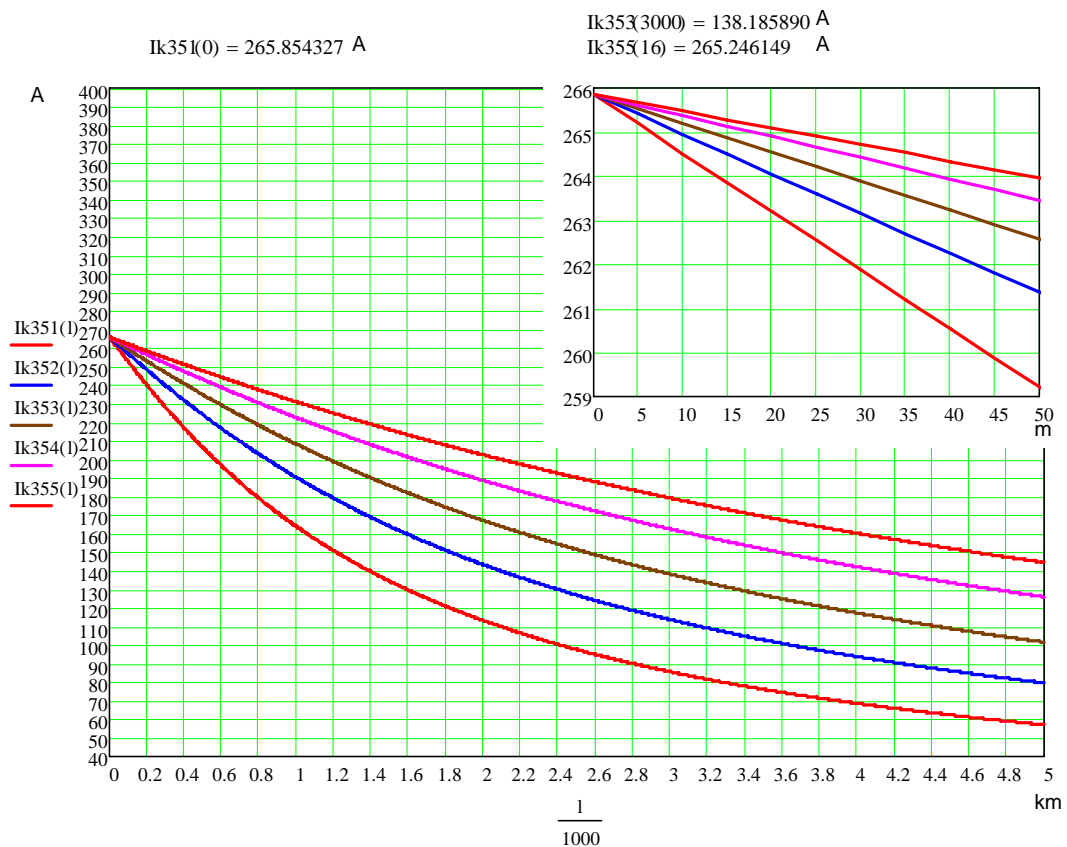
Scurtcircuit trifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$



Scurtcircuit trifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 16 \text{ kVA}$



Scurtcircuit trifazat net pe LEA 1 kV racordata în secundarul trafo 0,4/1 kV,  $S_{nT} = 25 \text{ kVA}$



Calculul curenților de scurtcircuit pe LEA 0,4 kV, racordată în secundarul PT3 1/0,4 kV

Parametrii echiv. ai sistemului văzut pe barele de 1 kV ale PT 2, reduși la 0,4 kV

$$\begin{aligned}
 \text{PT2 } S_n &= 25 \text{ kVA} & R_{t3_5} &= 0.960000 & X_{t3_5} &= 1.280000 & \Omega \\
 R_{s1} &:= R_s + R_{t3_5} & R_{s1} &= 1.350221 & X_{s1} &:= X_s + X_{t3_5} & X_{s1} = 1.837526 \text{ } \Omega \\
 R_{s04} &:= R_{s1} \cdot \frac{U_{n2}^2}{U_{n3}^2} & R_{s04} &= 0.216035 & X_{s04} &:= X_{s1} \cdot \frac{U_{n2}^2}{U_{n3}^2} & X_{s04} = 0.294004 \text{ } \Omega
 \end{aligned}$$

Parametrii LEA 1 kV 35 mm<sup>2</sup>, 3 km

$$\begin{aligned}
 R_1 &:= R_{0LEA_3} \cdot 3000 & R_1 &= 2.499000 & X_1 &:= X_{0LEA_3} \cdot 3000 & X_1 = 0.267000 \text{ } \Omega \\
 R_{104} &:= R_1 \cdot \frac{U_{n2}^2}{U_{n3}^2} & R_{104} &= 0.399840 & X_{104} &:= X_1 \cdot \frac{U_{n2}^2}{U_{n3}^2} & X_{104} = 0.042720 \text{ } \Omega
 \end{aligned}$$

Parametrii echiv. ai sistemului văzut pe barele de 1 kV ale PT 3, reduși la 0,4 kV

$$R_s := R_{s04} + R_{104} \quad R_s = 0.615875 \quad X_s := X_{s04} + X_{104} \quad X_s = 0.336724 \text{ } \Omega$$

Curenții de scurtcircuit monofazat, pe LEA 0,4 kV, racordată în secundarul PT3 1/0,4 kV

$$I_{k1111(1)} := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t22_1} + R_{t22h_1} + 3 \cdot R_{0LEA_1} + 3 \cdot R_{N0_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t22_1} + X_{t22h_1} + 6 \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k1154(1)} := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t22_1} + R_{t22h_1} + 3 \cdot R_{0LEA_5} + 3 \cdot R_{N0_4})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t22_1} + X_{t22h_1} + 6 \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

$$I_{k121(1)} := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t22_2} + R_{t22h_2} + 3 \cdot R_{0LEA_1} + 3 \cdot R_{N0_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t22_2} + X_{t22h_2} + 6 \cdot X_{0LEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k1254(1)} := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t22_2} + R_{t22h_2} + 3 \cdot R_{0LEA_5} + 3 \cdot R_{N0_4})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t22_2} + X_{t22h_2} + 6 \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

.....

$$I_{k1654(1)} := \frac{\sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot R_{t22_6} + R_{t22h_6} + 3 \cdot R_{0LEA_5} + 3 \cdot R_{N0_4})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot X_{t22_6} + X_{t22h_6} + 6 \cdot X_{0LEA_5})^2}}$$

Scurtcircuit bifazat net pe LEA de 0,4 kV la distanta "l" de barele de j.t. ale PT3

$$I_{k211(l)} := \frac{Un2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{22_1} + 2 \cdot l \cdot R_{OLEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{22_1} + 2 \cdot l \cdot X_{OLEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k215(l)} := \frac{Un2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{22_1} + 2 \cdot l \cdot R_{OLEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{22_1} + 2 \cdot l \cdot X_{OLEA_5})^2}}$$

$$I_{k221(l)} := \frac{Un2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{22_2} + 2 \cdot l \cdot R_{OLEA_1})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{22_2} + 2 \cdot l \cdot X_{OLEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k225(l)} := \frac{Un2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{22_2} + 2 \cdot l \cdot R_{OLEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{22_2} + 2 \cdot l \cdot X_{OLEA_5})^2}}$$

.....

$$I_{k265(l)} := \frac{Un2 \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(2R_s + 2 \cdot Rt_{22_6} + 2 \cdot l \cdot R_{OLEA_5})^2 + (2 \cdot X_s + 2 \cdot Xt_{22_6} + 2 \cdot l \cdot X_{OLEA_5})^2}}$$

Scurtcircuit trifazat net pe LEA de 0,4 kV la distanta "l" de barele de j.t. ale PT3

$$I_{k311(l)} := \frac{\frac{Un2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{22_1} + l \cdot R_{OLEA_1})^2 + (X_s + Xt_{22_1} + l \cdot X_{OLEA_1})^2}}$$

.....

$$I_{k315(l)} := \frac{\frac{Un2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{22_1} + l \cdot R_{OLEA_5})^2 + (X_s + Xt_{22_1} + l \cdot X_{OLEA_5})^2}}$$

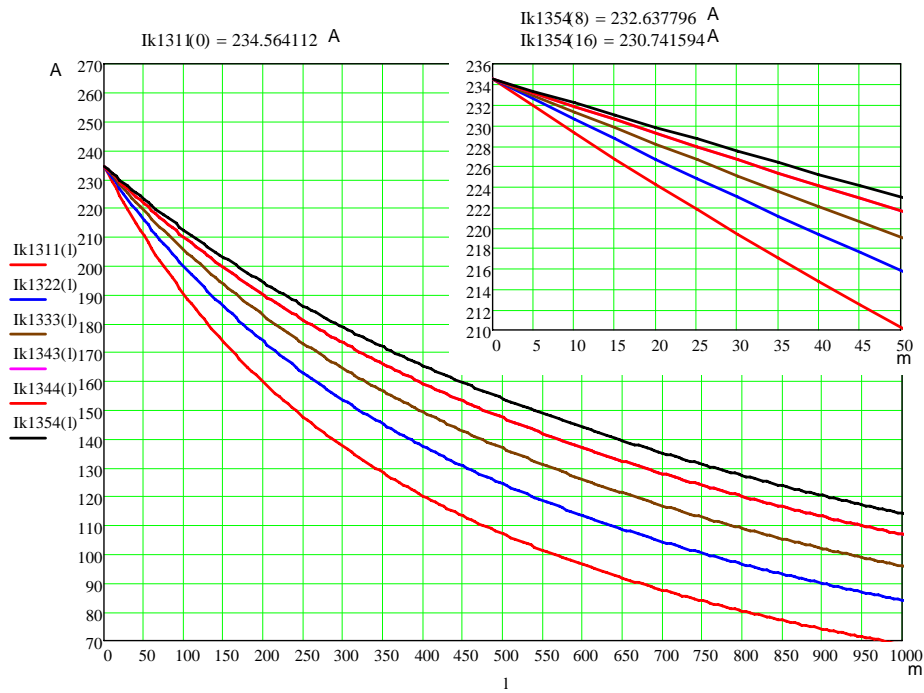
$$I_{k321(l)} := \frac{\frac{Un2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{22_2} + l \cdot R_{OLEA_1})^2 + (X_s + Xt_{22_2} + l \cdot X_{OLEA_1})^2}}$$

.....

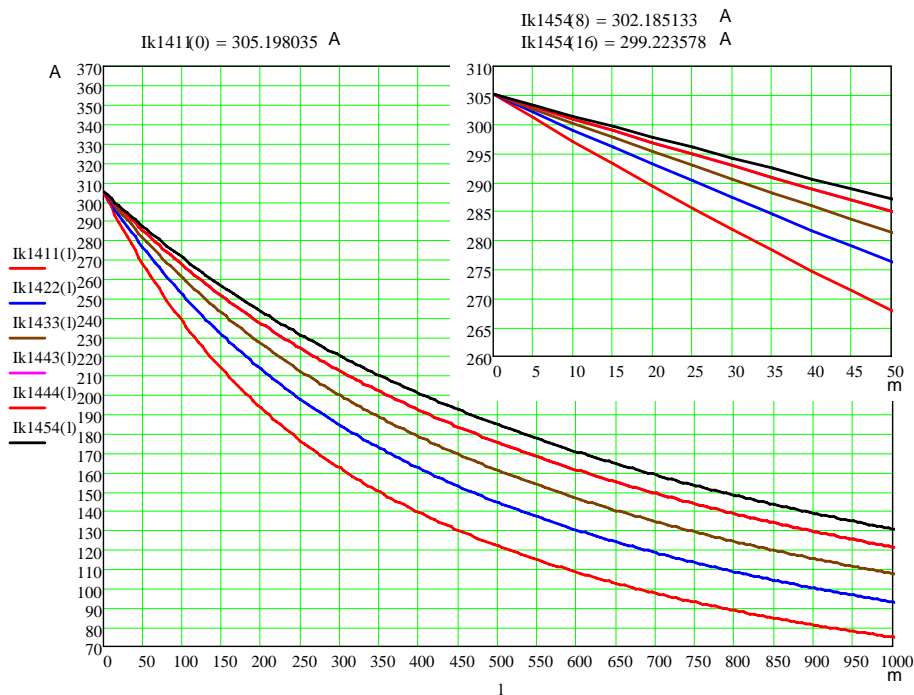
$$I_{k325(l)} := \frac{\frac{Un2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot l}{\sqrt{(R_s + Rt_{22_2} + l \cdot R_{OLEA_5})^2 + (X_s + Xt_{22_2} + l \cdot X_{OLEA_5})^2}}$$

$$I_{k365(l)} := \frac{\frac{Un2}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(R_s + R_{t22_6} + l \cdot R_{OLEA_5})^2 + (X_s + X_{t22_6} + l \cdot X_{OLEA_5})^2}}$$

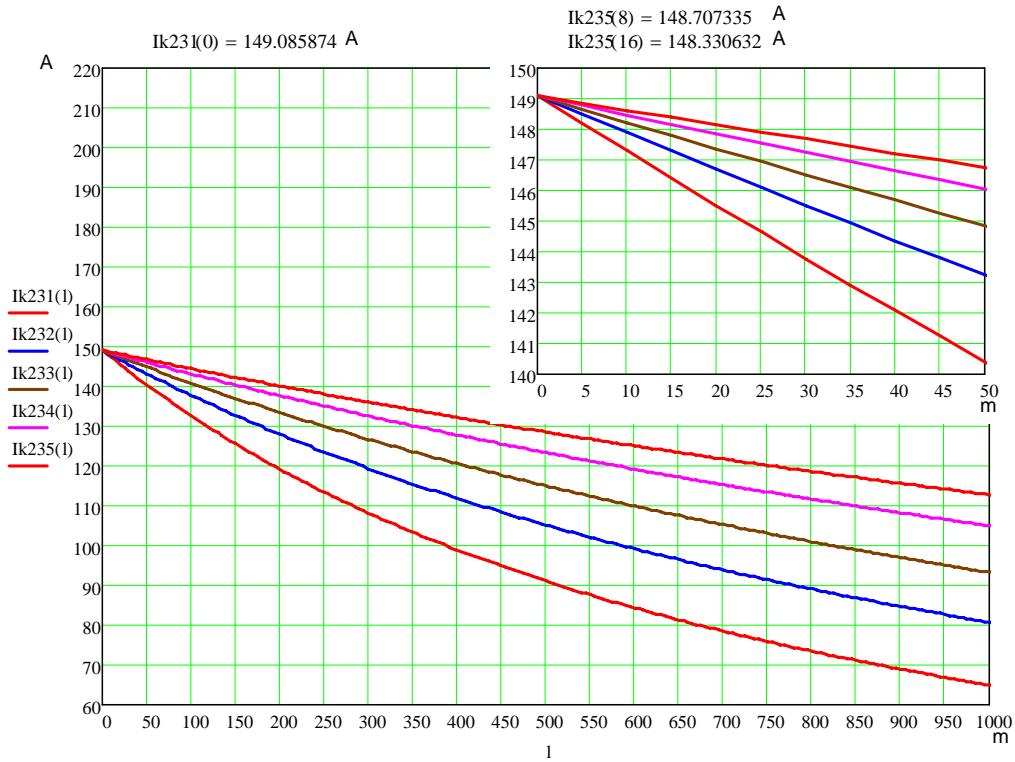
Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV, racordata in secundarul PT3 1/0,4 kV, S<sub>nT</sub> = 10 kVA



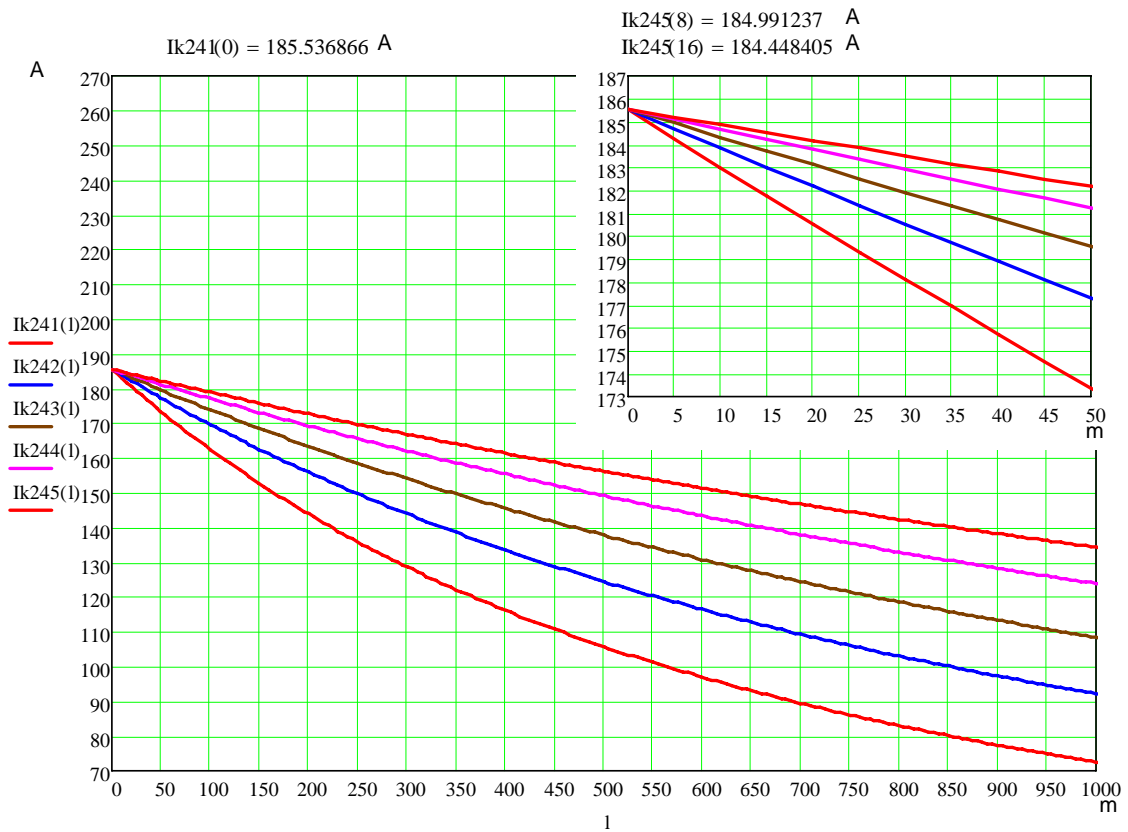
Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV, racordata in secundarul PT3 1/0,4 kV, S<sub>nT</sub> = 16 kVA



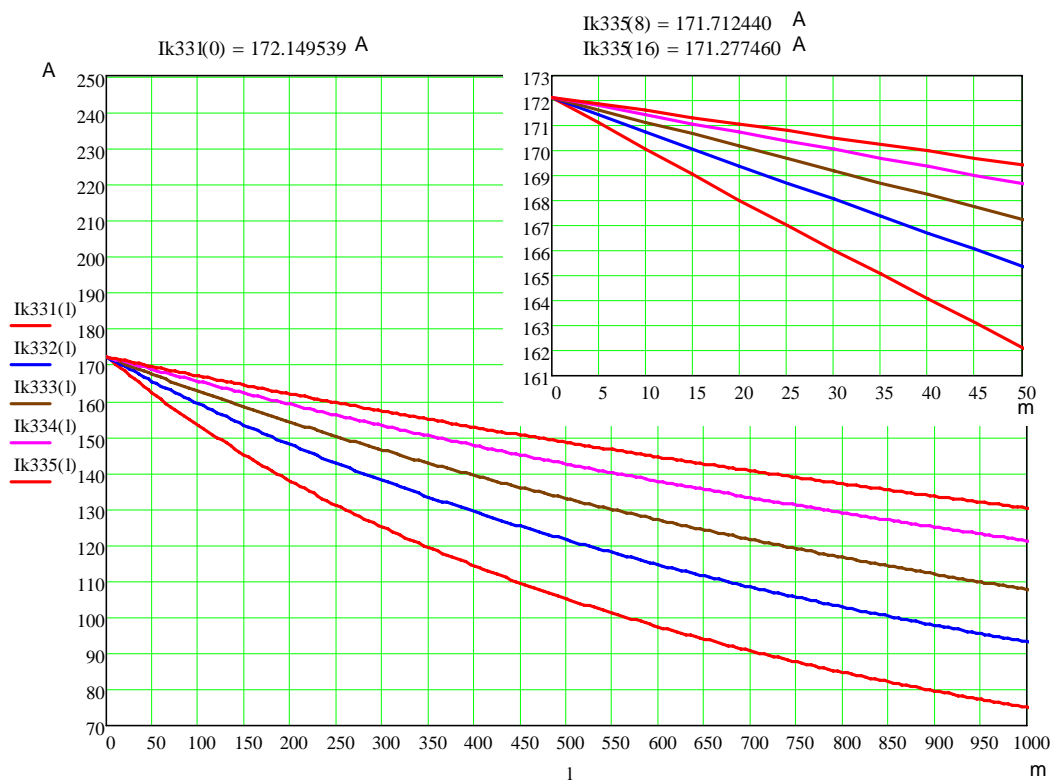
Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV, racordata în secundarul PT3 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$



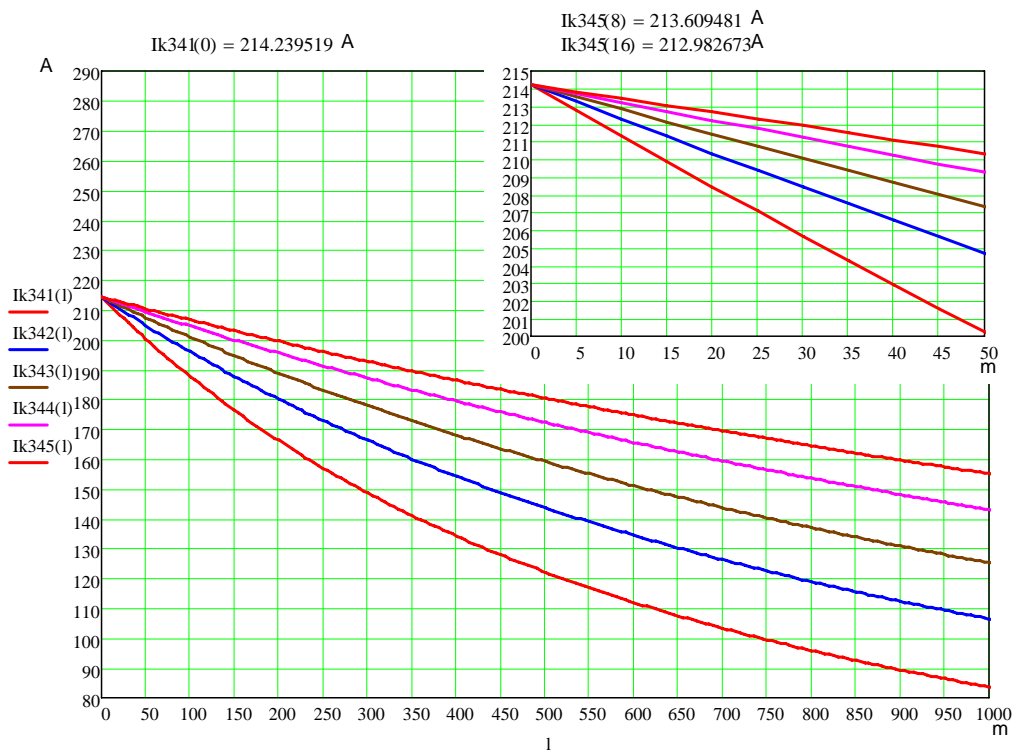
Scurtcircuit bifazat net in retea de 0,4 kV, racordata în secundarul PT3 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 16 \text{ kVA}$



Scurtcircuit trifazat net in rețeaua de 0,4 kV, racordata în secundarul PT3 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 10 \text{ kVA}$



Scurtcircuit trifazat net in rețeaua de 0,4 kV, racordata în secundarul PT3 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 16 \text{ kVA}$



### Caracteristicile de ardere ale siguranțelor fuzibile utilizate la protecția posturilor de transformare MT/JT

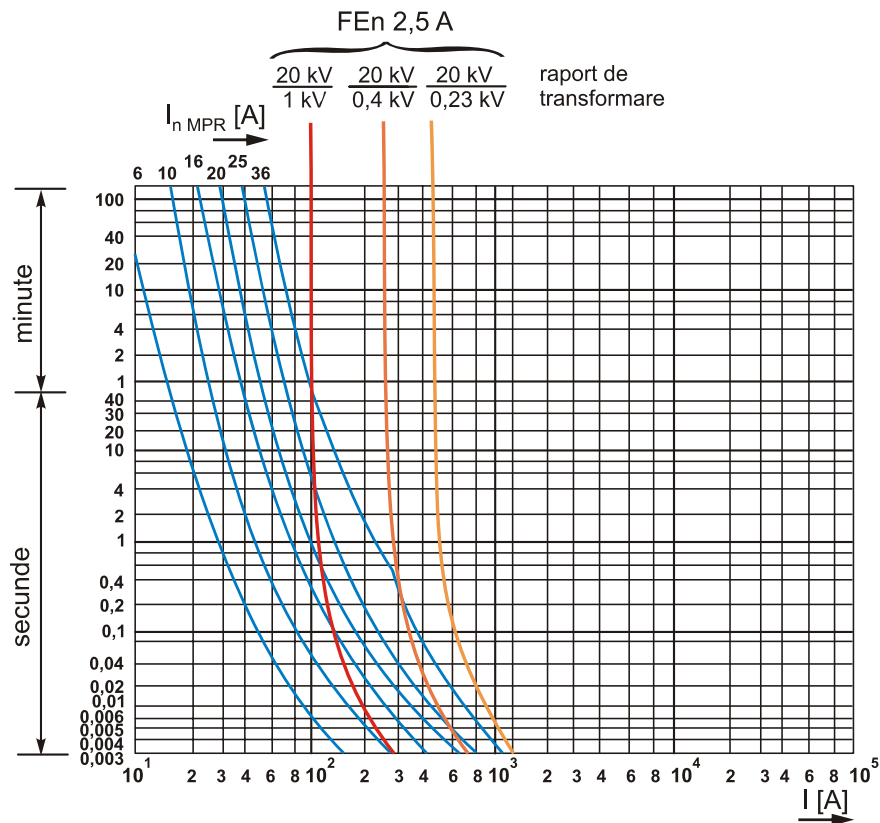


Fig. A13.1. Caracteristicile de ardere ale siguranțelor fuzibile de tip FEn 2,5 A pentru protecția transformatoarelor din PT 20/1 kV, 20/0,4 kV, 20/0,23 kV, respectiv ale siguranțelor fuzibile de tip MPR 6 ÷ 36 A, aplicabile pentru protecția rețelei din aval.



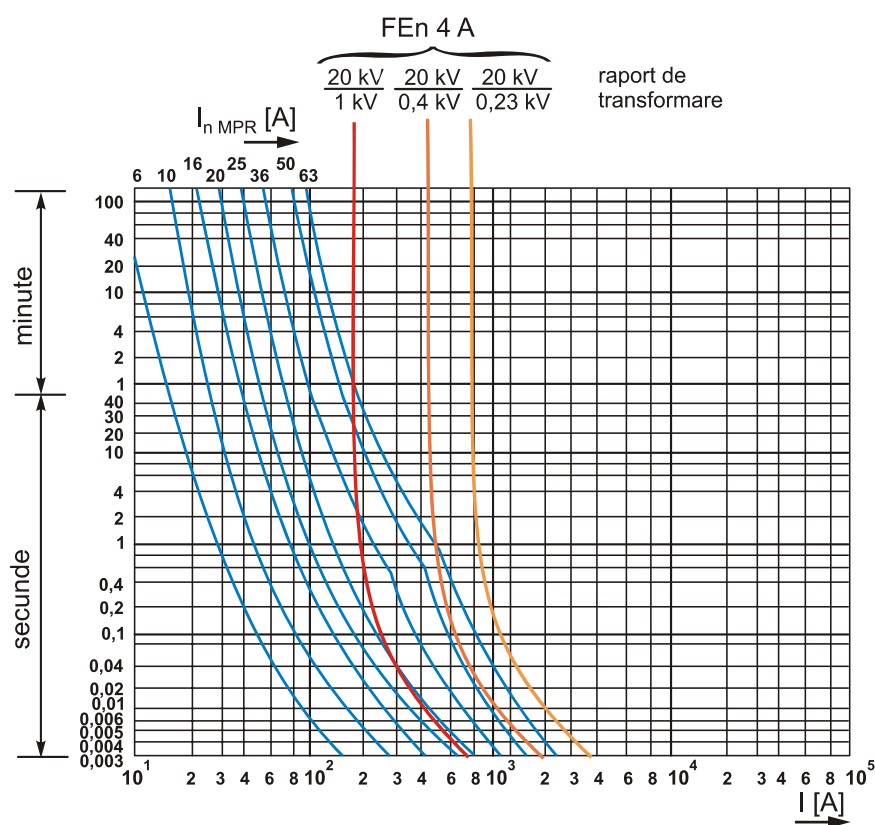


Fig. A13.1. Caracteristicile de ardere ale siguranțelor fuzibile de tip FEn 4 A pentru protecția transformatoarelor din PT 20/1 kV, 20/0,4 kV, 20/0,23 kV, respectiv ale siguranțelor fuzibile de tip MPR 6 ÷ 63 A, aplicabile pentru protecția rețelei din aval.

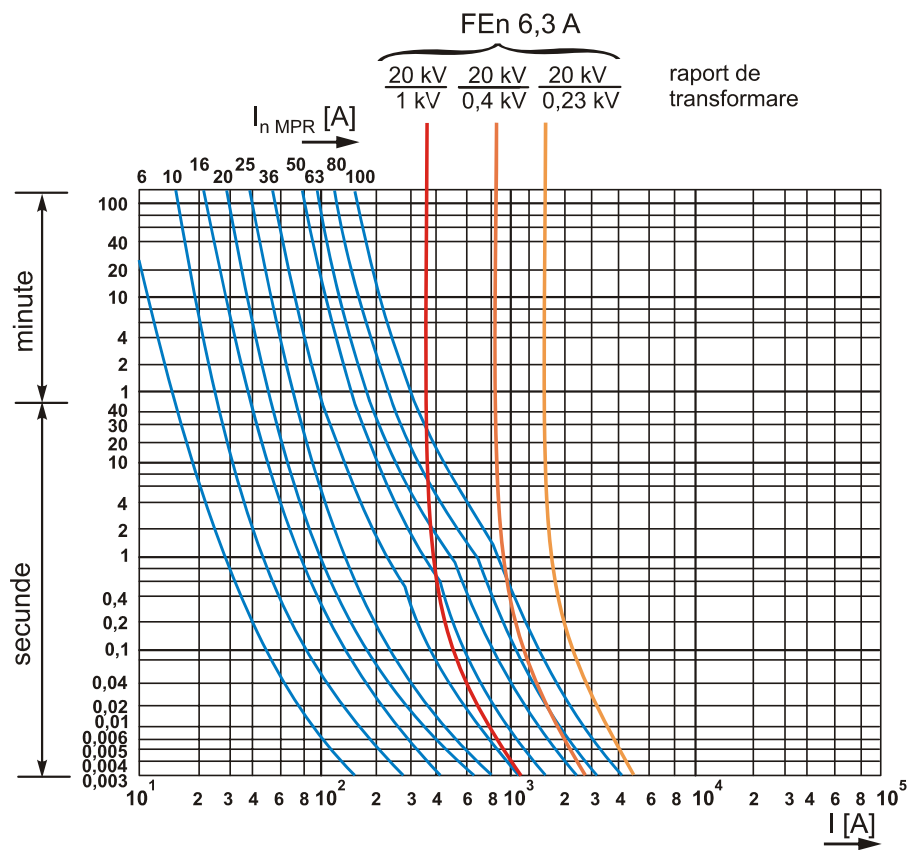


Fig. A13.1. Caracteristicile de ardere ale siguranțelor fuzibile de tip FEn 6,3 A pentru protecția transformatoarelor din PT 20/1 kV, 20/0,4 kV, 20/0,23 kV, respectiv ale siguranțelor fuzibile de tip MPR 6 ÷ 100 A, aplicabile pentru protecția rețelei din aval.

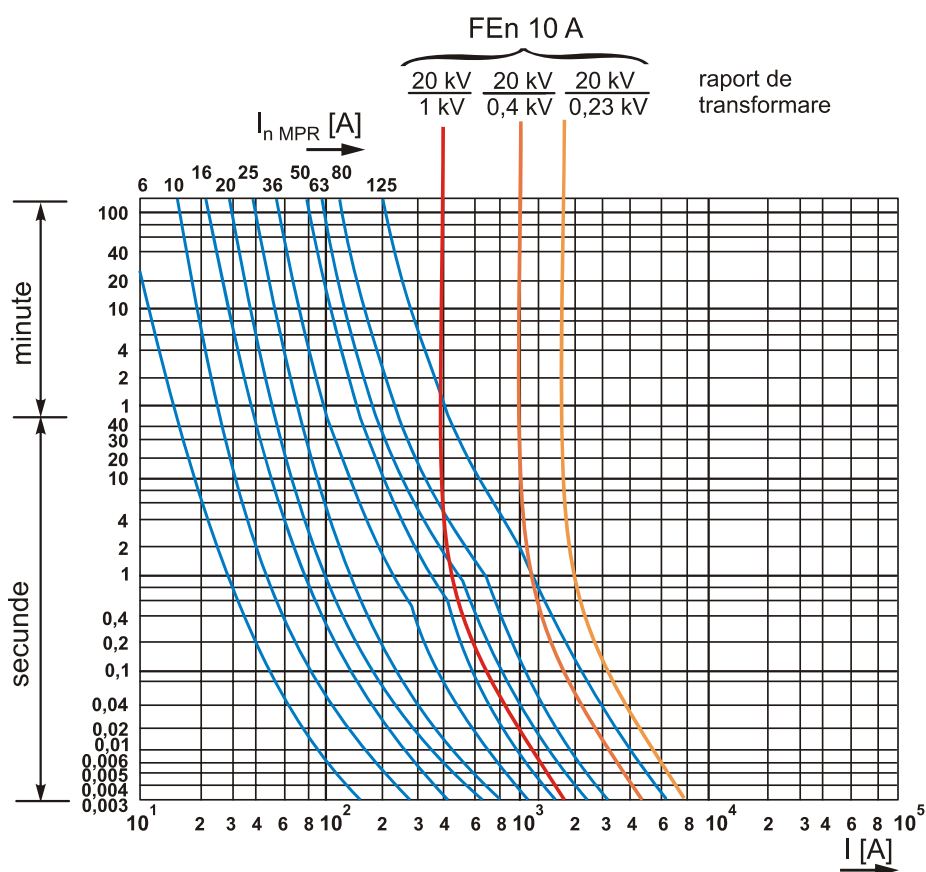


Fig. A13.1. Caracteristicile de ardere ale siguranțelor fuzibile de tip FEn 10 A pentru protecția transformatoarelor din PT 20/1 kV, 20/0,4 kV, 20/0,23 kV, respectiv ale siguranțelor fuzibile de tip MPR 6 ÷ 125 A, aplicabile pentru protecția rețelei din aval.

## Soluții pentru protecția PT 20 kV/JT de mică putere prin siguranțe fuzibile, rezultate ca urmare a analizei corelării caracteristicilor de ardere, cu scopul asigurării selectivității la defecte în rețeaua de JT

Tabelul A14.1

Raport transformare	$I_{nFEEn}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{nTmax}$ [kVA]	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{np}$ [A]	$I_{ns}$ [A]	$I_{nFEEn}$ [A]		$I_{nMPR} \geq I_{ns}$	Observații. Variante.																																																																																		
							(1,3÷2) $I_{np}$	ales																																																																																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11																																																																																		
											16	0,46	23,1	0,6±0,92	2,5	2,5	25	2,5	25	Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu $I_{nMPR} \leq 20A$ . Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.																																																																								
																					25	0,72	36,1	0,94±1,44	4	36	4	36	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.																																																															
																														40	1,15	57,7	1,5±2,3	2,5	36	4	36	Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 3 plecări pe j.t., cu $I_{nMPR} \leq 20A$ .																																																						
																																							63	1,82	91	2,37±3,64	6,3	63	6,3	63	Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.																																													
																																																5	0,25	21,7	0,325±0,5	2,5	25	2,5	25	Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.																																				
																																																									10	0,5	43,4	0,65±1	4	50	4	80	Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu $I_{nMPR} \leq 36A$ . Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.																											
																																																																		15	0,75	65	1±1,5	2,5	63	4	80	Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu $I_{nMPR} \leq 36A$ .																		
																																																																											25	1,25	109	1,6±2,5	2,5	125	4	100	Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 4 plecări pe j.t., cu $I_{nMPR} \leq 36A$ . Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.									
																																																																																				20/0,23 kV monofazat	10	125	10	6,3	80	6,3	100	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.

Tabelul A14.1 (continuare)

Raport transformare	I <sub>nFEn</sub> [A]	I <sub>nMPR</sub> [A]	S <sub>nTmax</sub> [kVA]	S <sub>nT</sub> [kVA]	I <sub>np</sub> [A]	I <sub>ns</sub> [A]	I <sub>nFEn</sub> [A]	I <sub>nMPR</sub> [A]		I <sub>nMPR</sub> ≥ I <sub>ns</sub>	Observații. Variante.
								I <sub>nFEn</sub>	ales		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	2,5	10	18	16	0,46	9,24	0,6÷0,92	2,5	10		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
	4	25	43	25	0,7	14	0,9÷1,4	2,5	16		Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu I <sub>nMPR</sub> ≤ 10A. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
20/1 kV trifazat	6,3	36	62	40	1,15	23	1,5÷2,3	2,5	25		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
	10	50	86	63	1,82	36,5	2,37÷3,64	6,3	36		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu I <sub>nMPR</sub> ≤ 25A.
	2,5	10	10	5	0,25	5	0,33÷0,5	2,5	6		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
20/1 kV monofazat	4	25	25	10	0,5	10	0,65÷1	2,5	10		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
	6,3	36	36	15	0,75	15	1÷1,5	2,5	16		Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu I <sub>nMPR</sub> ≤ 10A. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
	10	50	50	25	1,75	25	1,6÷2,5	4	25		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
	16	125	125	40	2	40	2,6÷4	6,3	50		Nu este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Se vor instala minim 2 plecări pe j.t., cu I <sub>nMPR</sub> ≤ 36 A. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.
					10	50		10	50		Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. FEn.

Tabelul A14.1 (continuare)

Raport transformare	$I_{n\ MPR\ primar}$ [A]	$I_{n\ MPR\ secundar}$ [A]	$S_{nT\ max}$ [kVA]	$I_{np}$ [A]	$I_{ns}$ [A]	$I_{n\ MPR\ pr.}$ [A]		$I_{n\ MPR\ sec. \geq I_{ns}}$ [A]	Observații. Variante.
						(1,3,÷2) $I_{np}$	ales		
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11
1/0,4 kV trifazat	10	10	6,93	2,8	7,2	(3,6÷5,6)	10	10	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t. Nu este respectată condiția de dimensionare a sig. MPR pr.
	10	16	11,08	5,6	14,4	(7,28÷11,2)	10	16	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
	20	25	17,32	9	22,5	(11,7÷18)	20	25	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
	25	36	24,94	14	35	(18,2÷28)	25	36	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
1/0,23 kV mono fazat	40	63	43,65	22	56	(28,4÷44)	40	63	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
	10	25	5,75	5	21,7	(6,5÷10)	10	25	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
	25	50	11,5	10	43,4	(13÷20)	25	50	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
	25	63	14,49	15	65	(19,5÷30)	25	63	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.
	36	100	23	25	108,6	(32,5÷50)	36	100	Este asigurată selectivitatea pentru o singură plecare pe j.t.

## Anexa 15

## Calculul distanțelor față de surse, pentru care producerea unui scurtcircuit determină valoarea impusă a curentului

### Exemplul 1

Zona 2, scurtcircuit pe LEA 0,23 kV monofazată

- calculul distanței față de sursă (PT 20/0,23 kV – varianta 4,  $S_{nT} = 25$  kVA) la care, producerea unui scurtcircuit bifazat, determină un curent a cărui valoare este de 600 A (pentru fiecare variantă de conductoare)

Expresia curentului de scurtcircuit bifazat (varianta 1 de conductoare torsadate pentru LEA 0,23 kV):

$$I_{sc2F41(12)} := \frac{1 \cdot U_{n2} \cdot 10^3}{\sqrt{(2R_{amonte} + 2RTm_4 + 2 \cdot 12 \cdot R0tors_1)^2 + (2X_{amonte} + 2XTm_4 + 2 \cdot 12 \cdot X0tors_1)^2}}$$

Rezolvarea ecuației de gradul 2 în /2, cunoscând valoarea curentului de scurtcircuit:

$$I_{sc} := 300$$

$$n31 := 2R_{amonte} + 2RTm_4 \quad n32 := 2X_{amonte} + 2XTm_4$$

$$C := -(1 \cdot U_{n2} \cdot 10^3)^2 + I_{sc}^2 \cdot (n31^2 + n32^2)$$

$$a11 := 2 \cdot R0tors_1 \quad a12 := 2 \cdot X0tors_1 \quad A31 := I_{sc}^2 \cdot (a11^2 + a12^2) \quad B31 := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a11 + n32 \cdot a12)$$

$$a21 := 2 \cdot R0tors_2 \quad a22 := 2 \cdot X0tors_2 \quad A32 := I_{sc}^2 \cdot (a21^2 + a22^2) \quad B32 := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a21 + n32 \cdot a22)$$

$$a31 := 2 \cdot R0tors_3 \quad a32 := 2 \cdot X0tors_3 \quad A33 := I_{sc}^2 \cdot (a31^2 + a32^2) \quad B33 := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a31 + n32 \cdot a32)$$

$$a41 := 2 \cdot R0tors_4 \quad a42 := 2 \cdot X0tors_4 \quad A34 := I_{sc}^2 \cdot (a41^2 + a42^2) \quad B34 := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a41 + n32 \cdot a42)$$

$$a51 := 2 \cdot R0tors_5 \quad a52 := 2 \cdot X0tors_5 \quad A35 := I_{sc}^2 \cdot (a51^2 + a52^2) \quad B35 := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a51 + n32 \cdot a52)$$

Soluțiile pentru cele 5 variante de conductoare pentru LEA 0,23 kV:

$$v31 := \begin{pmatrix} C \\ B31 \\ A31 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v31) = \begin{pmatrix} -241.63349 \\ 171.69534 \end{pmatrix} \quad m \quad v33 := \begin{pmatrix} C \\ B33 \\ A33 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v33) = \begin{pmatrix} -505.06506 \\ 340.41158 \end{pmatrix} \quad m$$

$$v_{32} := \begin{pmatrix} C \\ B32 \\ A32 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v_{32}) = \begin{pmatrix} -364.91203 \\ 252.43625 \end{pmatrix} \text{ m} \quad v_{34} := \begin{pmatrix} C \\ B34 \\ A34 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v_{34}) = \begin{pmatrix} -674.35857 \\ 442.99085 \end{pmatrix} \text{ m}$$

$$v_{35} := \begin{pmatrix} C \\ B35 \\ A35 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v_{35}) = \begin{pmatrix} -860.08534 \\ 554.58743 \end{pmatrix} \text{ m}$$

Pentru confirmarea corectitudinii rezultatelor, se utilizează graficul variației curentului cu distanța față de sursă (fig. A15.1):

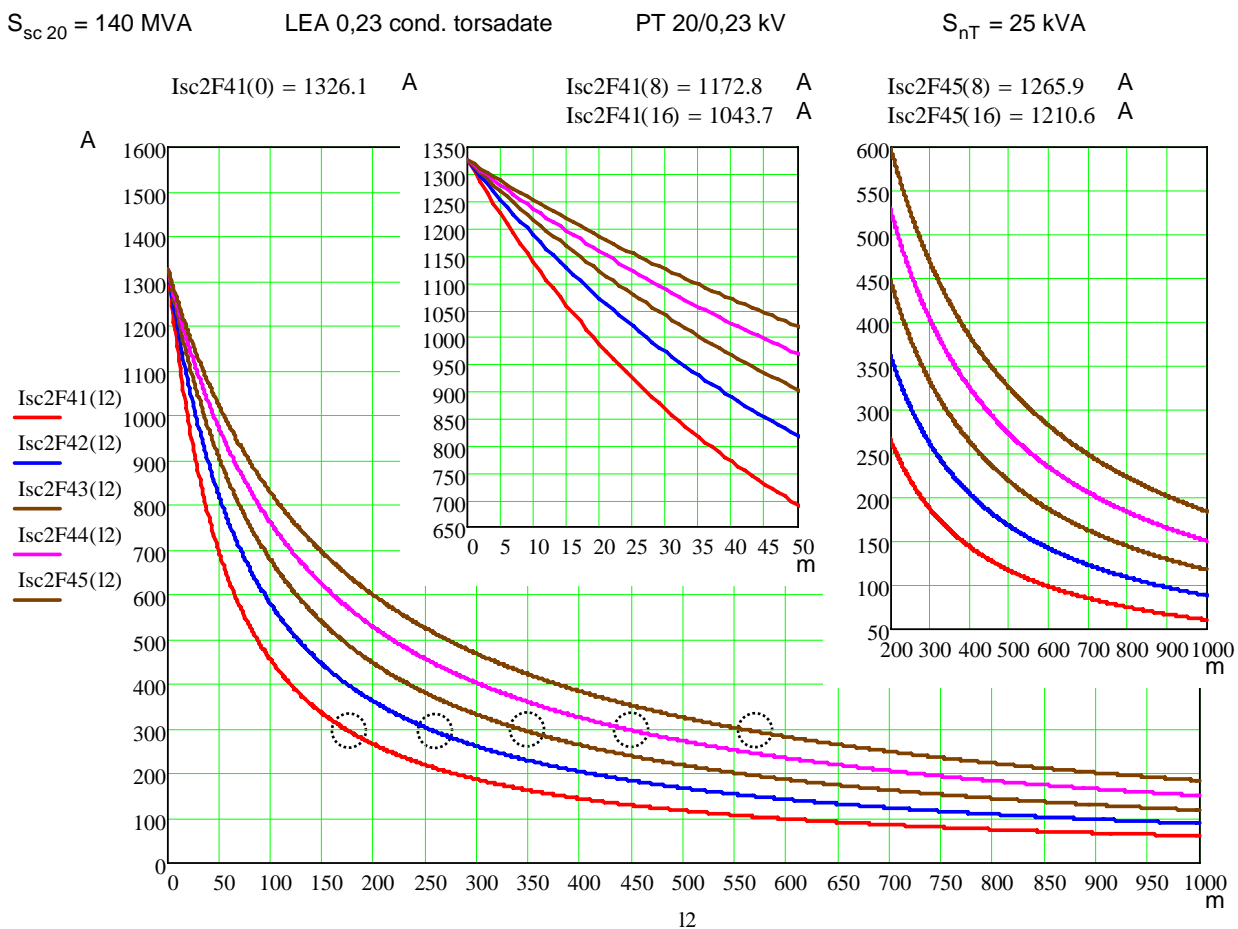


Fig. A15.1

## Exemplul 2

### Zona 3, scurtcircuit monofazat pe LEA 0,4 kV

- calculul distanței față de sursă (PT 1/0,4 kV – varianta 2,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$ ) la care, producerea unui scurtcircuit monofazat, determină un curent a cărui valoare este de 105 A (pentru fiecare variantă de conductoare)

Expresia curentului de scurtcircuit monofazat (varianta 1 de conductoare pentru LEA 0,4 kV):



$$\underline{\underline{I_{k121}(I)}} := \frac{\sqrt{3} \cdot \text{Un3} \cdot 10^3 \cdot 1}{\sqrt{(2 \cdot \text{Rs04} + 2 \cdot \text{Rt3}_2 + \text{Rt3h}_2 + 3 \cdot 1 \cdot \text{R0LEA}_1 + 3 \cdot 1 \cdot \text{RN0}_1)^2 + (2 \cdot \text{Xs04} + 2 \cdot \text{Xt3}_2 + \text{Xt3h}_2 + 6 \cdot 1 \cdot \text{X0LEA}_1)^2}}$$

Rezolvarea ecuației de gradul 2 în  $I$ , cunoscând valoarea curentului de scurtcircuit:

$$\underline{\underline{I_{sc}}} := 85 \quad \text{A}$$

$$\underline{\underline{n31}} := 2 \cdot \text{Rs04} + 2 \cdot \text{Rt3}_2 + \text{Rt3h}_2 \quad \underline{\underline{n32}} := 2 \cdot \text{Xs04} + 2 \cdot \text{Xt3}_2 + \text{Xt3h}_2$$

$$\underline{\underline{C}} := -(1 \cdot \sqrt{3} \cdot \text{Un3} \cdot 10^3)^2 + I_{sc}^2 \cdot (n31^2 + n32^2)$$

$$\underline{\underline{a11}} := 3 \cdot \text{R0LEA}_1 + 3 \cdot \text{RN0}_1 \quad \underline{\underline{a12}} := 6 \cdot \text{X0LEA}_1 \quad \underline{\underline{A31}} := I_{sc}^2 \cdot (a11^2 + a12^2) \quad \underline{\underline{B31}} := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a11 + n32 \cdot a12)$$

$$\underline{\underline{a21}} := 3 \cdot \text{R0LEA}_2 + 3 \cdot \text{RN0}_2 \quad \underline{\underline{a22}} := 6 \cdot \text{X0LEA}_2 \quad \underline{\underline{A32}} := I_{sc}^2 \cdot (a21^2 + a22^2) \quad \underline{\underline{B32}} := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a21 + n32 \cdot a22)$$

$$\underline{\underline{a31}} := 3 \cdot \text{R0LEA}_3 + 3 \cdot \text{RN0}_3 \quad \underline{\underline{a32}} := 6 \cdot \text{X0LEA}_3 \quad \underline{\underline{A33}} := I_{sc}^2 \cdot (a31^2 + a32^2) \quad \underline{\underline{B33}} := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a31 + n32 \cdot a32)$$

$$\underline{\underline{a41}} := 3 \cdot \text{R0LEA}_4 + 3 \cdot \text{RN0}_4 \quad \underline{\underline{a42}} := 6 \cdot \text{X0LEA}_4 \quad \underline{\underline{A34}} := I_{sc}^2 \cdot (a41^2 + a42^2) \quad \underline{\underline{B34}} := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a41 + n32 \cdot a42)$$

$$\underline{\underline{a51}} := 3 \cdot \text{R0LEA}_5 + 3 \cdot \text{RN0}_5 \quad \underline{\underline{a52}} := 6 \cdot \text{X0LEA}_5 \quad \underline{\underline{A35}} := I_{sc}^2 \cdot (a51^2 + a52^2) \quad \underline{\underline{B35}} := 2 \cdot I_{sc}^2 \cdot (n31 \cdot a51 + n32 \cdot a52)$$

Soluțiile pentru cele 5 variante de conductoare pentru LEA 0,4 kV:

$$v31 := \begin{pmatrix} C \\ B31 \\ A31 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v31) = \begin{pmatrix} -1187.111971 \\ 207.669517 \end{pmatrix} \quad \text{m} \quad v33 := \begin{pmatrix} C \\ B33 \\ A33 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v33) = \begin{pmatrix} -2609.111775 \\ 438.474515 \end{pmatrix}$$

$$v32 := \begin{pmatrix} C \\ B32 \\ A32 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v32) = \begin{pmatrix} -1829.335044 \\ 313.093820 \end{pmatrix} \quad v34 := \begin{pmatrix} C \\ B34 \\ A34 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v34) = \begin{pmatrix} -3787.695422 \\ 618.653230 \end{pmatrix}$$

$$v35 := \begin{pmatrix} C \\ B35 \\ A35 \end{pmatrix} \quad \text{polyroots}(v35) = \begin{pmatrix} -5049.221813 \\ 802.993669 \end{pmatrix}$$

Pentru confirmarea corectitudinii rezultatelor, se utilizează graficul variației curentului cu distanța față de sursă (fig. A15.2):

Scurtcircuit monofazat net in retea de 0,4 kV (conductoare izolate torsadate), PT 1/0,4 kV,  $S_{nT} = 5 \text{ kVA}$

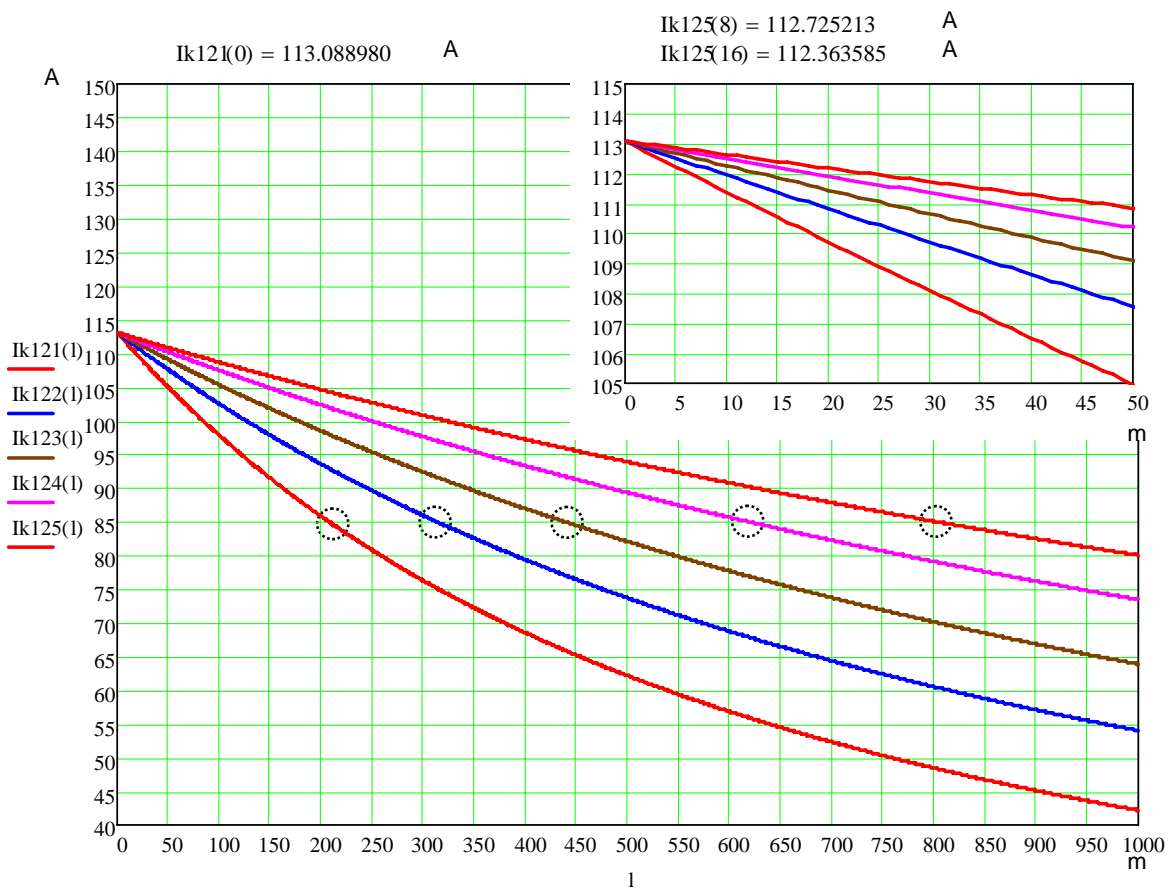


Fig. A15.2

## Anexa 16

## Caracteristici ale rețelelor de joasă tensiune corespunzătoare plecărilor pentru care au fost stabilite siguranțele fuzibile MPR

Tabelul A16.1

Raport de transformare	S <sub>nT</sub> [kVA]	I <sub>nS</sub> [A]	I <sub>n</sub> MPR [A]	S <sub>max</sub> plecare [kVA]	S <sub>cond</sub> L <sub>EA</sub> [mm <sup>2</sup> ]	L <sub>max</sub> ΔU ΔU <sub>max</sub> =10% [m]	L <sub>max</sub> PROT [m]				
							I <sub>SC</sub> (t <sub>SIG</sub> ) t <sub>SIG</sub> = 0,003 s	I <sub>SC</sub> (t <sub>SIG</sub> ) t <sub>SIG</sub> = 0,01 s	I <sub>SC</sub> (t <sub>SIG</sub> ) t <sub>SIG</sub> = 0,1 s	I <sub>SC</sub> (t <sub>SIG</sub> ) t <sub>SIG</sub> = 1 s	
20/ 0,4 kV trifazat	16	23	6	4,15 (3 × 1,38)	16	neiz	2233	400	610	1150	1960
						tors	24350	660	1000	1900	3240
						neiz	3245	600	915	1730	2960
						tors	3655	880	1340	2550	4350
								230 A	140 A	82 A	46 A
			10	6,9 (3 × 2,3)	16	neiz	1343	193	365	672	1254
						tors	1465	323	606	1113	2070
						neiz	1952	289	548	1014	1890
						tors	2198	432	812	1494	2775
						neiz	2615	389	740	1370	2565
						tors	3072	534	1003	1847	3440
	16	11,08 (3 × 3,68)	16	neiz	836	64	182	396	673		
				tors	912	109	305	660	1113		
				neiz	1216	96	273	599	1015		
				tors	1369	146	408	886	1494		
				neiz	1628	127	366	808	1370		
				tors	1913	180	504	1095	1847		
	25	36	6	4,15 (3 × 1,38)	16	neiz	2233	424	633	1175	1985
						tors	2435	702	1045	1938	3270
						neiz	3245	640	955	1775	2995
						tors	3655	944	1404	2600	4400
								230 A	140 A	82 A	46 A
10			6,9 (3 × 2,3)	16	neiz	1343	220	391	699	1280	
					tors	1465	367	648	1155	2110	
					neiz	1952	331	589	1055	1934	
					tors	2198	491	869	1550	2835	
					neiz	2615	446	796	1428	2620	
					tors	3072	608	1075	1918	3510	

Raport de transformare	S <sub>nT</sub> [kVA]	I <sub>nS</sub> [A]	I <sub>n MPR</sub> [A]	S <sub>max</sub> plecare [kVA]	S <sub>cond</sub> L <sub>EA</sub> [mm <sup>2</sup> ]	L <sub>max</sub> ΔU ΔU <sub>max</sub> =10%	L <sub>max</sub> PROT [m]									
							I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )	I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )	I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )	I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )						
							t <sub>SIG</sub> = 0,003 s	t <sub>SIG</sub> = 0,01 s	t <sub>SIG</sub> = 0,1 s	t <sub>SIG</sub> = 1 s						
20 / 0,4 kV trifazat	25	36	16	11,08 (3 × 3,68)			440 A									
							16	neiz	836	93	209	425	699			
								tors	912	156	348	703	1155			
							25	neiz	1216	139	315	640	1055			
								tors	1369	209	467	944	1550			
							35	neiz	1628	186	424	865	1428			
				tors	1913	258	577	1167	1918							
							600 A									
			16	neiz	669	55	145	294	565							
				tors	730	94	243	482	934							
			25	neiz	972	82	218	440	852							
				tors	1095	125	325	655	1254							
	35	neiz	1303	109	319	600	1153									
		tors	1530	154	402	810	1552									
					130 A											
	40	58	6	4,15 (3 × 1,38)				130 A								
								16	neiz	2233	443	659	1195	2000		
									tors	2435	733	1075	1964	3300		
								25	neiz	3245	669	984	1800	3030		
									tors	3655	984	1444	2642	4430		
												230 A				
			10	6,9 (3 × 2,3)						230 A						
										16	neiz	1343	239	443	717	1296
											tors	1465	397	678	1184	2140
25										neiz	1952	360	618	1084	1960	
										tors	2198	533	910	1589	2870	
35										neiz	2615	486	836	1466	2660	
	tors	3072	659	1125	1970	3560										
				440 A												
16	11,08 (3 × 3,68)						440 A									
							16	neiz	836	112	228	443	717			
								tors	912	188	379	733	1184			
							25	neiz	1216	168	344	669	1084			
								tors	1369	252	508	984	1589			
							35	neiz	1628	226	464	905	1466			
	tors	1913	311	629	1217	1970										

Raport de transformare	S <sub>nT</sub> [kVA]	I <sub>nS</sub> [A]	I <sub>n MPR</sub> [A]	S <sub>max</sub> plecare [kVA]	S <sub>cond</sub> L <sub>EA</sub> [mm <sup>2</sup> ]	L <sub>max</sub> ΔU ΔU <sub>max</sub> =10%	L <sub>max</sub> PROT [m]									
							I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )	I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )	I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )	I <sub>sc</sub> (t <sub>SIG</sub> )						
							t <sub>SIG</sub> = 0,003 s	t <sub>SIG</sub> = 0,01 s	t <sub>SIG</sub> = 0,1 s	t <sub>SIG</sub> = 1 s						
20 / 0,4 kV trifazat	40	58	20	13,85 (3 × 4,6)			600 A									
							16	neiz	669	75	165	313	584			
								tors	730	126	274	519	964			
							25	neiz	972	112	247	472	881			
								tors	1095	169	367	696	1294			
							35	neiz	1303	150	333	637	1193			
				tors	1530	208	454	861	1603							
							1100 A									
			36	24,84 (3 × 8,28)						1100 A						
										16	neiz	373	28	66	126	251
											tors	407	47	111	211	417
										25	neiz	542	91	98	190	379
		tors								611	63	148	282	559		
	35	neiz								726	54	131	255	511		
		tors	853	77	182	350	692									
	50	neiz	948	62	151	295	592									
		tors	1169	93	220	421	836									
					130 A											
	63	91	6	4,15 (3 × 1,38)				130 A								
								16	neiz	2233	454	662	1203	2014		
									tors	2435	749	1092	1983	3320		
								25	neiz	3245	685	1000	1820	3050		
									tors	3655	1006	1466	2664	4450		
												230 A				
10			6,9 (3 × 2,3)						230 A							
									16	neiz	1343	250	420	728	1307	
										tors	1465	414	694	1200	2155	
									25	neiz	1952	345	635	1100	1980	
										tors	2198	555	932	1613	2895	
									35	neiz	2615	509	859	1490	2689	
	tors	3072	687	1154	1997	3588										

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max\text{plecare}}$ [kVA]	$S_{cond\text{LEA}}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max\text{PROT}}$ [m]							
							$I_{SC}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 0,003\text{ s}$	$I_{SC}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 0,01\text{ s}$	$I_{SC}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 0,1\text{ s}$	$I_{SC}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 1\text{ s}$				
20 / 0,4 kV trifazat	63	91	16	11,08 (3 × 3,68)	16	neiz	836	440 A	240 A	130 A	82 A			
						tors	912	205	396	749	1200			
						25	neiz	1216	185	360	685	1110		
							tors	1369	275	531	1006	1613		
						35	neiz	1628	250	487	928	1490		
							tors	1913	340	657	1245	1997		
					20	13,85 (3 × 4,6)	16	neiz	669	600 A	320 A	180 A	100 A	
								tors	730	86	175	324	594	
								25	neiz	972	129	264	488	898
									tors	1095	193	390	718	1316
								35	neiz	1303	174	356	661	1216
									tors	1530	238	483	889	1630
			36	24,84 (3 × 8,28)	16	neiz	373	1100 A	660 A	400 A	220 A			
						tors	407	40	77	138	262			
						25	neiz	542	59	115	206	395		
							tors	611	89	172	306	582		
						35	neiz	726	78	155	278	534		
							tors	853	110	213	378	720		
					50	34,5 (3 × 11,5)	50	neiz	948	90	185	322	619	
								tors	1169	132	257	457	871	
								16	neiz	269	1400 A	1100 A	610 A	400 A
									tors	293	27	40	80	138
								25	neiz	390	46	67	134	228
									tors	440	40	59	120	206
			35	neiz	523	62	89	179	306					
				tors	614	76	110	221	378					
			70	neiz	683	61	90	185	322					
				tors	842	91	132	267	457					
			70	neiz	859	79	118	245	427					
				tors	1116	103	149	301	517					

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max\text{ plecare}}$ [kVA]	$S_{cond\ LEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\ \Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max\ PROT}$ [m]						
							$I_{sc}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 0,003\ s$	$I_{sc}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 0,01\ s$	$I_{sc}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 0,1\ s$	$I_{sc}(t_{SIG})$ $t_{SIG} = 1\ s$			
20 / 0,23 kV monofazat	5	21,7	10	2,3			230 A						
							16	neiz	698	180	366	700	1330
								tors	764	190	382	723	1365
							25	neiz	1009	263	539	1037	1975
								tors	1146	287	579	1099	2075
							35	neiz	1349	353	730	1409	2690
				tors	1601	404	815	1552	2935				
										600 A	320 A	180 A	100 A
			16	neiz	349	0	96	260	555				
				tors	382	0	104	273	575				
			25	neiz	505	0	140	383	821				
				tors	573	0	156	414	373				
	35	neiz	674	0	187	516	1114						
		tors	801	0	219	574	1232						
	10	43,4	10	2,3			230 A						
							16	neiz	698	236	421	754	1383
								tors	764	246	435	774	1416
							25	neiz	1009	348	623	1120	2057
								tors	1146	373	660	1178	2155
							35	neiz	1349	471	847	1525	2805
				tors	1601	525	932	1664	3045				
										440 A	240 A	130 A	82 A
			16	neiz	436	98	24	457	754				
				tors	478	103	233	472	774				
25			neiz	631	142	330	677	1120					
			tors	716	156	354	717	1178					
35	neiz	843	191	447	921	1525							
	tors	1001	220	499	1012	1664							
							600 A	320 A	180 A	100 A			
16	neiz	349	56	155	316	609							
	tors	382	62	162	327	627							
25	neiz	505	81	227	467	904							
	tors	576	91	246	497	953							
35	neiz	674	108	307	634	1230							
	tors	801	128	346	701	1346							

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_n$ MPR [A]	$S_{max}$ plecare [kVA]	$S_{cond}$ LEA [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max}$ $\Delta U$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max}$ PROT [m]										
							$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$							
							$t_{SIG}=0,003$ s	$t_{SIG}=0,01$ s	$t_{SIG}=0,1$ s	$t_{SIG}=1$ s							
20 / 0,23 kV monofazat	10	43,4	36	8,28													
							16	neiz	194	1	46	113	249				
								tors	212	1	49	119	259				
							25	neiz	280	2	66	165	368				
								tors	318	2	74	181	393				
							35	neiz	375	2	88	222	498				
								tors	445	3	104	254	554				
							50	neiz	488	3	140	288	651				
								tors	609	4	147	360	789				
														230 A	140 A	82 A	46 A
							16	neiz	698	256	440	773	1402				
								tors	764	264	453	793	1435				
	25	neiz	1009	378	653	1150	2086										
		tors	1146	402	689	1207	2184										
	35	neiz	1349	512	888	1565	2845										
		tors	1601	567	973	1706	3088										
								440 A	240 A	130 A	82 A						
	16	neiz	436	118	244	477	773										
		tors	478	124	253	490	793										
	25	neiz	631	173	360	707	1150										
		tors	716	188	383	745	1207										
	35	neiz	843	233	488	961	1565										
		tors	1001	264	541	1053	1706										
								600 A	320 A	180 A	100 A						
16	neiz	349	77	175	336	629											
	tors	382	82	182	346	646											
25	neiz	505	112	257	497	934											
	tors	573	124	276	526	982											
35	neiz	674	150	348	675	1271											
	tors	801	174	389	743	1388											

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_n$ MPR [A]	$S_{max}$ plecare [kVA]	$S_{cond}$ LEA [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max}$ $\Delta U$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max}$ PROT [m]										
							$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$							
							$t_{SIG}=0,003$ s	$t_{SIG}=0,01$ s	$t_{SIG}=0,1$ s	$t_{SIG}=1$ s							
20 / 0,23 kV monofazat	15	65	36	8,28													
							16	neiz	194	24	67	133	269				
								tors	212	27	71	139	278				
							25	neiz	280	35	97	196	397				
								tors	318	40	108	211	423				
							35	neiz	375	46	130	263	539				
								tors	445	56	151	298	596				
							50	neiz	488	58	167	343	705				
								tors	609	79	214	423	850				
														2200 A	1000 A	600 A	390 A
							16	neiz	111	0	31	77	137				
								tors	121	0	34	82	144				
			25	neiz	160	0	44	112	202								
				tors	182	0	51	124	218								
			35	neiz	214	0	58	150	272								
				tors	254	0	71	174	307								
			50	neiz	279	0	74	194	354								
				tors	348	0	100	246	436								
			70	neiz	353	0	92	242	443								
				tors	461	0	129	320	570								
										230 A	140 A	82 A	46 A				
			16	neiz	698	268	452	785	1414								
				tors	764	276	464	804	1945								
			25	neiz	1009	398	672	1168	2105								
		tors	1146	420	706	1223	2200										
	35	neiz	1349	540	915	1593	2873										
		tors	1601	593	998	1730	3111										
		25	109	10													
	16							neiz	698	268	452	785	1414				
								tors	764	276	464	804	1945				
	25							neiz	1009	398	672	1168	2105				
								tors	1146	420	706	1223	2200				
	35							neiz	1349	540	915	1593	2873				
								tors	1601	593	998	1730	3111				

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max\text{ plecare}}$ [kVA]	$S_{cond\ LEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\ \Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max\ PROT}$ [m]									
							$I_{SC}(t_{SIG})$	$I_{SC}(t_{SIG})$	$I_{SC}(t_{SIG})$	$I_{SC}(t_{SIG})$						
							$t_{SIG}=0,003\text{ s}$	$t_{SIG}=0,01\text{ s}$	$t_{SIG}=0,1\text{ s}$	$t_{SIG}=1\text{ s}$						
20 / 0,23 kV monofazat	25	109	16				440 A									
							16	neiz	436	131	256	489	785			
								tors	478	136	264	501	804			
							25	neiz	631	193	380	726	1168			
								tors	716	206	401	762	1223			
							35	neiz	843	262	516	989	1593			
								tors	1001	291	566	1077	1730			
							600 A							320 A	180 A	100 A
							20	16	neiz	349	91	187	348	641		
									tors	382	95	194	357	656		
								25	neiz	505	133	277	516	953		
									tors	573	144	294	544	999		
			35	neiz	674	180		376	703	1299						
				tors	801	203		415	768	1412						
			1100 A							660 A	400 A	220 A				
			36	16	neiz	194	40	81	146	281						
					tors	212	43	85	151	289						
				25	neiz	280	58	118	216	417						
					tors	318	64	128	230	440						
				35	neiz	375	77	160	292	567						
					tors	445	90	180	324	621						
				50	neiz	488	99	207	382	744						
					tors	609	127	256	462	887						
				1400 A							1100 A	610 A	400 A			
				50 $I_{nFE_n}$ =4A! >	16	neiz	140	26	40	89	146					
						tors	153	29	43	93	151					
					25	neiz	202	38	58	131	216					
			tors			229	43	64	141	230						
35	neiz	270	50		77	176	292									
	tors	320	60		90	199	324									
50	neiz	351	64		99	230	382									
	tors	439	85		127	282	462									



Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max\text{ plecare}}$ [kVA]	$S_{cond\ LEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\ \Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max\ PROT}$ [m]													
							$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$										
							$t_{SIG}=0,003\text{ s}$	$t_{SIG}=0,01\text{ s}$	$t_{SIG}=0,1\text{ s}$	$t_{SIG}=1\text{ s}$										
20 / 0,23 kV monofazat	25	109	63 $I_{nFE_n} = 4A! >$																	
							16	neiz	111	7	46	91	150							
								tors	121	8	49	95	156							
							25	neiz	160	10	67	133	222							
								tors	182	12	74	144	236							
							35	neiz	214	13	90	180	301							
								tors	254	17	104	203	334							
							50	neiz	279	17	116	234	393							
								tors	348	24	145	288	475							
							70	neiz	21	21	144	294	494							
								tors	31	31	191	376	623							
														3100 A	1800	1100 A	640 A			
			80 $I_{nFE_n} = 4A! >$							16	neiz	87	0	15	40	84				
											tors	96	0	17	43	88				
										25	neiz	126	0	21	58	129				
											tors	143	0	25	64	133				
										35	neiz	169	0	28	77	166				
											tors	200	0	35	90	187				
										50	neiz	219	0	36	99	216				
											tors	274	0	49	127	266				
										70	neiz	278	0	44	124	270				
											tors	363	0	62	165	347				
																	4100 A	2500 A	1400 A	860 A
										100 $I_{nFE_n} = 6,3 A! >>$							16	neiz	70	0
			tors	76	0	3	29	60												
			25	neiz	101	0	4	38	83											
				tors	115	0	5	43	91											
35	neiz	135	0	5	50	112														
	tors	160	0	7	60	128														
50	neiz	176	0	7	64	145														
	tors	219	0	10	85	182														
70	neiz	222	0	8	80	181														
	tors	291	0	12	110	237														

Raport de transformare	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{nS}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max\text{ plecare}}$ [kVA]	$S_{cond\ LEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\ \Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$ [m]	$L_{max\ PROT}$ [m]						
							$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$	$I_{sc}(t_{SIG})$			
							$t_{SIG}=0,003\text{ s}$	$t_{SIG}=0,01\text{ s}$	$t_{SIG}=0,1\text{ s}$	$t_{SIG}=1\text{ s}$			
20 / 0,23 kV monofazat	25	109	125 $I_{nFE_n} = 10A! >>$										
							16	neiz	64	0	0	11	35
								tors	70	0	0	12	37
							25	neiz	93	0	0	15	50
								tors	105	0	0	18	56
							35	neiz	124	0	0	20	67
								tors	147	0	0	25	79
							50	neiz	161	0	0	25	86
								tors	202	0	0	35	111
							70	neiz	204	0	0	31	107
								tors	267	0	0	45	144

Raport de transf.	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{ns}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max}$ [kVA]	$S_{condLEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$	$L_{max\text{ PROT}}$ [m]			
							$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0.003\text{ s}$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0.01\text{ s}$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0.1\text{ s}$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 1\text{ s}$
20/1 kV trifazat	16	9,24	10	16	16 tors	3947	(230) 92A	(140) 56A	(82) 33A	(46) 18A
					25 tors	5924	2018	3783	6911	13243
					35 tors	8279	2701	5072	9274	17784
	25	14	16	25	16 tors	2526	(440) 176A	(240) 96A	(130) 52A	(82) 33A
					25 tors	3792	976	2177	4393	7170
					35 tors	5298	1304	2917	5895	6927
	40	23	25	40	16 tors	1579	(700) 280A	(440) 176A	(230) 92A	(130) 52A
					25 tors	2370	1610	3606	7294	11915
					35 tors	3311	635	1174	2481	4579
					50 tors	4537	848	1571	3328	6147
	63	36,5	36	63	16 tors	1002	1046	1941	4116	7608
					25 tors	1505	1260	2342	4974	9200
					35 tors	2103	(1100) 440A	(660) 264A	(400) 160A	(220) 88A
					50 tors	2880	416	804	1426	2710
							555	1076	1911	3637

Raport de transf.	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{ns}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max}$ [kVA]	$S_{condLEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$	$L_{max\text{ PROT}}$ [m]						
							$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0.003\text{ s}$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0.01\text{ s}$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0.1\text{ s}$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 1\text{ s}$			
1/0,4 kV trifazat	5	7,2	10	6,9 (3×2,3)	16	neiz	1343	0	14	342	935		
					tors	1465	0	25	580	1564			
					25	neiz	1952	0	21	507	1399		
					tors	2198	0	33	773	2093			
	10	14,4	6	4,15 (3×1,38)	16	neiz	2233	294	504	1046	1858		
					tors	2435	492	838	1732	3070			
					10	6,9 (3×2,3)	16	neiz	1343	88	261	570	1152
					tors		1465	148	436	947	1907		
			25	neiz	1952		130	390	857	1738			
			tors	2198	198		583	1270	2559				
			16	22,5	6	4,15 (3×1,38)	16	neiz	836	0	76	294	570
							tors	912	0	129	492	947	
							25	neiz	1216	0	113	441	857
							tors	1369	0	172	658	1270	
					35	11,08 (3×3,68)	neiz	1628	0	152	594	1158	
							tors	1913	0	212	814	1570	
	16	neiz					2233	372	583	1126	1939		
	tors	2435					625	972	1868	3206			
	10	6,9 (3×2,3)	16	neiz	1343	162	338	649	1232				
			tors	1465	276	568	1082	2043					
			25	neiz	1952	238	503	973	1855				
			tors	2198	368	759	1449	2740					

Raport de transf.	S <sub>nT</sub> [kVA]	I <sub>ns</sub> [A]	I <sub>nMPR</sub> [A]	S <sub>max</sub> [kVA]	S <sub>condLEA</sub> [mm <sup>2</sup> ]	L <sub>maxΔU</sub> ΔU <sub>max</sub> =10%	L <sub>max PROT</sub> [m]								
							I <sub>sc</sub> (t <sub>sig</sub> ) t <sub>sig</sub> = 0,003 s	I <sub>sc</sub> (t <sub>sig</sub> ) t <sub>sig</sub> = 0,01 s	I <sub>sc</sub> (t <sub>sig</sub> ) t <sub>sig</sub> = 0,1 s	I <sub>sc</sub> (t <sub>sig</sub> ) t <sub>sig</sub> = 1 s					
1/0,4 kV trifazat			16	11,08 (3×3,68)	16	neiz	836	440 A	240 A	130 A	82 A				
						tors	912	19	150	372	649				
					25	neiz	1216	27	221	554	973				
						tors	1369	46	341	835	1449				
					35	neiz	1628	35	291	741	1308				
						tors	1913	56	420	1031	1791				
					16	22,5	20	13,85 (3×4,6)	16	neiz	669	600 A	320 A	180 A	100 A
										tors	730	0	81	239	514
									25	neiz	972	0	118	354	769
										tors	1095	0	186	539	1151
	35	neiz	1303	0					154	470	1032				
		tors	1530	0					229	665	1422				
	50	neiz	1701	0					201	628	1395				
		tors	2097	0					274	800	1715				
	25	22,5	6	4,15 (3×1,38)					16	neiz	2233	130 A	90 A	50 A	30 A
										tors	2435	402	611	1154	1966
					10	neiz	1343	230 A	140 A	82 A	46 A				
						tors	1465	329	615	1125	2084				
			25	neiz	1952	289	551	1019	1899						
				tors	2198	440	824	1509	2797						
			16	11,08 (3×3,68)	16	neiz	836	440 A	240 A	130 A	82 A				
						tors	912	61	184	402	678				
					25	neiz	1216	106	311	671	1125				
						tors	1369	89	272	602	1019				
					35	neiz	1628	141	414	898	1509				
						tors	1913	116	362	808	1373				
					tors	1913	173	511	1110	1866					

Raport de transf.	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{ns}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max}$ [kVA]	$S_{condLEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$	$L_{max\ PROT}$ [m]						
							$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0,003\ s$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0,01\ s$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 0,1\ s$	$I_{sc}(t_{sig})$ $t_{sig} = 1\ s$			
1/0,4 kV trifazat	25	22,5	20	13,85 (3×4,6)	16	neiz	669	600 A	320 A	180 A	100 A		
						tors	730	18	118	270	543		
					25	neiz	972	25	173	403	816		
						tors	1095	42	267	606	1212		
					35	neiz	1303	32	229	539	1098		
						tors	1530	51	329	749	1498		
					50	neiz	1701	42	303	725	1488		
						tors	2097	61	395	902	1809		
					36	24,84 (3×8,28)	16	neiz	373	1100 A	660 A	400 A	220 A
								tors	407	0	6	77	207
							25	neiz	542	0	10	132	350
								tors	611	0	14	175	467
							35	neiz	726	0	10	147	411
								tors	853	0	17	216	576
	50	neiz	948	0			13	193	698				
		tors	1169	0			20	259	694				
	40	56	6	4,15 (3×1,38)			16	neiz	2233	130 A	90 A	50 A	30 A
								tors	2435	422	630	1172	1984
			10	6,9 (3×2,3)			16	neiz	1343	230 A	140 A	82 A	46 A
								tors	1465	216	646	697	1278
			25	neiz			1952	323	1049	1929			
				tors			2198	485	866	1549	2836		
			16	11,08 (3×3,68)	16	neiz	836	440 A	240 A	130 A	82 A		
						tors	912	86	205	422	697		
					25	neiz	1216	126	306	633	1049		
						tors	1369	196	460	940	1549		
					35	neiz	1628	167	409	852	1416		
						tors	1913	241	568	1162	1916		

Raport de transf.	$S_{nT}$ [kVA]	$I_{ns}$ [A]	$I_{nMPR}$ [A]	$S_{max}$ [kVA]	$S_{condLEA}$ [mm <sup>2</sup> ]	$L_{max\Delta U}$ $\Delta U_{max}=10\%$	$L_{max\ PROT}$ [m]												
							$I_{sc}(t_{sig})$	$I_{sc}(t_{sig})$	$I_{sc}(t_{sig})$	$I_{sc}(t_{sig})$									
							$t_{sig} = 0,003\ s$	$t_{sig} = 0,01\ s$	$t_{sig} = 0,1\ s$	$t_{sig} = 1\ s$									
1/0,4 kV trifazat			20	13,85 (3×4,6)															
							16	neiz	669	46	140	291	563						
								tors	730	80	237	486	934						
							25	neiz	972	67	208	435	846						
								tors	1095	106	316	650	1252						
							35	neiz	1303	87	277	584	1141						
								tors	1530	130	390	803	1549						
							50	neiz	1701	114	370	789	1551						
								tors	2097	155	469	969	1871						
							36	24,84 (3×8,28)											
													1100 A				660 A	400 A	220 A
													16	neiz	373	0		101	228
			tors	407	0	62								171	383				
			25	neiz	542	0								148	341				
				tors	611	0							82	228	512				
			35	neiz	726	0								196	457				
				tors	853	0							100	281	632				
			50	neiz	948	0								261	615				
				tors	1169	0							120	338	763				
			50	34,5 (3×11,5)															
															1400 A				1100 A
							25	neiz	390	0	0	56			148				
								tors	440	0	0	89			228				
							35	neiz	523	0	0	73			196				
								tors	614	0	0	110			281				
							50	neiz	683	0	0	95			261				
								tors	842	0	0	131			338				
							70	neiz	859	0	0	117			329				
								tors	1116	0	0	147			381				
							63	40 (3×13,3)											
															2200 A				1000 A
			25	neiz	337	0							0	67	155				
				tors	379	0							0	106	237				
35	neiz	451	0	0	87	205													
	tors	530	0	0	130	292													
50	neiz	589	0	0	114	272													
	tors	726	0	0	155	351													
70	neiz	741	0	0	141	343													
	tors	962	0	0	174	396													

## Calculul costurilor de investiții pentru variantele 1 ÷ 11 ale soluțiilor de alimentare cu energie electrică a consumatorilor mici și dispersați (fișa de calcul Mathcad)

Calculul costurilor variantelor (subvariantelor) aplicate pentru alimentarea a 1..20 consumatori, aflați la distanța de 0,5..10 km de "sursă"

### Costuri specifice de investiții pentru elementele de rețea

#### Linii electrice aeriene

LEA 1 0,4 kV 3FN	LEA 2 0,23 kV FN	LEA 3 1 kV 3F	LEA 4 1 kV 2F	LEA 6 20 kV 3F	LEA 5 20 kV 2F	
LEA1 := $\begin{pmatrix} 13700 \\ 13900 \\ 14100 \\ 14550 \\ 14900 \end{pmatrix}$	LEA2 := $\begin{pmatrix} 13100 \\ 13300 \\ 13425 \\ 13500 \\ 13650 \end{pmatrix}$	LEA3 := $\begin{pmatrix} 13700 \\ 13900 \\ 14100 \\ 14550 \\ 14900 \end{pmatrix}$	LEA4 := $\begin{pmatrix} 13500 \\ 13600 \\ 13750 \\ 13900 \\ 14250 \end{pmatrix}$	LEA6 := $\begin{pmatrix} 21250 \\ 21250 \\ 21250 \\ 21250 \\ 21250 \end{pmatrix}$	LEA5 := $\begin{pmatrix} 18250 \\ 18250 \\ 18250 \\ 18250 \\ 18250 \end{pmatrix}$	euro/km

#### Posturi de transformare aeriene

PT 1 20/0,23 kV monofazat	PT 2 20/1 kV monofazat	PT 3 20/1 kV trifazat	PT 4 1/0,4 kV trifazat	PT 5 1/0,23 kV monofazat	PT 6 20/0,4 kV trifazat	
PT1 := $\begin{pmatrix} 4975 \\ 5240 \\ 5600 \\ 5850 \\ 5985 \end{pmatrix}$	PT2 := $\begin{pmatrix} 4975 \\ 5240 \\ 5600 \\ 5850 \\ 5985 \end{pmatrix}$	PT3 := $\begin{pmatrix} 6625 \\ 6985 \\ 7345 \\ 7500 \\ 7635 \end{pmatrix}$	PT4 := $\begin{pmatrix} 3750 \\ 4050 \\ 4420 \\ 4675 \\ 4890 \end{pmatrix}$	PT5 := $\begin{pmatrix} 3750 \\ 4050 \\ 4420 \\ 4675 \\ 4890 \end{pmatrix}$	PT6 := $\begin{pmatrix} 6625 \\ 6985 \\ 7345 \\ 7500 \\ 7635 \end{pmatrix}$	euro/buc.

#### Lungimi linii electrice de alimentare

Linia principala	L1 := (0.5 1 1.5 2 2.5 3 3.5 4 4.5 5 5.5 6 6.5 7 7.5 8 8.5 9 9.5 10)	km
Linia secundara	L2 := (0 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1 1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.7 1.8 1.9 2)	km

### VARIANTA 1

Varianta 1\_1      L1,1 = 0.5 km

k := 1..4	C1_1,1,k := PT1 <sub>1</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L1 <sub>1,1</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 5	C1_1,1,k := PT1 <sub>2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L1 <sub>1,1</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 6..8	C1_1,1,k := PT1 <sub>2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L1 <sub>1,1</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 9..12	C1_1,1,k := PT1 <sub>2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L1 <sub>1,1</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 13..20	C1_1,1,k := PT1 <sub>3</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L1 <sub>1,1</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>

Varianta 1\_2      L1,2 = 1.0 km

k := 1..3	C1_2,1,k := PT1 <sub>1</sub> + LEA2 <sub>3</sub> ·L1 <sub>1,2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 4	C1_2,1,k := PT1 <sub>1</sub> + LEA2 <sub>4</sub> ·L1 <sub>1,2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 5	C1_2,1,k := PT1 <sub>2</sub> + LEA2 <sub>5</sub> ·L1 <sub>1,2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 6	C1_2,1,k := PT1 <sub>2</sub> + LEA2 <sub>5</sub> ·L1 <sub>1,2</sub> + LEA2 <sub>2</sub> ·L2 <sub>1,k</sub>
k := 7..20	C1_2,1,k := 10 <sup>10</sup>

#### Variantele 1\_3..20

k := 1..20	C1_3,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_4,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_5,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_6,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_7,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_8,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_9,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_10,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_11,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_12,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_13,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_14,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_15,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_16,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_17,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_18,1,k := 10 <sup>10</sup>
	C1_19,1,k := 10 <sup>10</sup>	C1_20,1,k := 10 <sup>10</sup>

**VARIANTA 2**

Varianta 2_1	$L_{1,1} = 0.5$	km	$d := 1$
$k := 1..4$	$C2_{-1,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 5..8$	$C2_{-1,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 9..12$	$C2_{-1,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 13..20$	$C2_{-1,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		

....

Varianta 2_19	$L_{1,19} = 10$	km	$d := 19$
$k := 1..4$	$C2_{-19,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 5$	$C2_{-19,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 6..8$	$C2_{-19,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 9..12$	$C2_{-19,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 13..20$	$C2_{-19,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		

Varianta 2_2	$L_{1,2} = 1$	km	$d := 2$
$k := 1..4$	$C2_{-2,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 5..8$	$C2_{-2,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 9..12$	$C2_{-2,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 13..20$	$C2_{-2,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		

**VARIANTA 3**

Varianta 3_1	$L_{1,1} = 0.5$	km	$d := 1$
$k := 1..4$	$C3_{-1,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_3 \cdot 1$		
$k := 5$	$C3_{-1,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 2$		
$k := 6..8$	$C3_{-1,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 2$		
$k := 9..12$	$C3_{-1,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 3$		
$k := 13..16$	$C3_{-1,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 4$		
$k := 17..20$	$C3_{-1,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 5$		

.....

Varianta 3_19	$L_{1,19} = 9.5$	km	$d := 19$
$k := 1..4$	$C3_{-19,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_3 \cdot 1$		
$k := 5..8$	$C3_{-19,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 2$		
$k := 9..12$	$C3_{-19,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 3$		
$k := 13..16$	$C3_{-19,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 4$		
$k := 17..20$	$C3_{-19,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 5$		

Varianta 3_2	$L_{1,2} = 1.0$	km	$d := 2$
$k := 1..4$	$C3_{-2,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_3 \cdot 1$		
$k := 5$	$C3_{-2,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 2$		
$k := 6..8$	$C3_{-2,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 2$		
$k := 9..12$	$C3_{-2,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 3$		
$k := 13..16$	$C3_{-2,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 4$		
$k := 17..20$	$C3_{-2,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 5$		

Varianta 3_20	$L_{1,20} = 10.0$	km	$d := 20$
$k := 1..4$	$C3_{-20,k} := LEA5_4 \cdot L_{1,d} + PT1_1 + LEA2_3 \cdot 1$		
$k := 5..8$	$C3_{-20,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 2$		
$k := 9..12$	$C3_{-20,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 3$		
$k := 13..16$	$C3_{-20,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 4$		
$k := 17..20$	$C3_{-20,k} := LEA5_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT1_1 + LEA2_3 \cdot 5$		

**VARIANTA 4**

Varianta 4_1	$L_{1,1} = 0.5$	km	$d := 1$
$k := 1..4$	$C4_{-1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 5$	$C4_{-1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 6..8$	$C4_{-1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 9..12$	$C4_{-1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 13..20$	$C4_{-1,k} := PT2_3 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		

.....

Varianta 4_2	$L_{1,2} = 1.0$	km	$d := 2$
$k := 1..4$	$C4_{-2,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 5$	$C4_{-2,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 6..8$	$C4_{-2,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 9..12$	$C4_{-2,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		
$k := 13..20$	$C4_{-2,k} := PT2_3 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$		

Varianta 4\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

$k := 1..3$   $C4_{19,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 4$   $C4_{19,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 5$   $C4_{19,1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 6..8$   $C4_{19,1,k} := PT2_2 + LEA4_3 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 9..12$   $C4_{19,1,k} := PT2_2 + LEA4_4 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 13..16$   $C4_{19,1,k} := PT2_3 + LEA4_5 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 17..20$   $C4_{19,1,k} := 10^{10}$

Varianta 4\_20  $L_{1,20} = 10.0$   $d := 20$

$k := 1..3$   $C4_{20,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 4$   $C4_{20,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 5$   $C4_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 6..7$   $C4_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_3 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 8..11$   $C4_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_4 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 12$   $C4_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_5 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 13..15$   $C4_{20,1,k} := PT2_3 + LEA4_5 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 16..20$   $C4_{20,1,k} := 10^{10}$

**VARIANTA 5**

Varianta 5\_1  $L_{1,1} = 0.5$  km  $d := 1$

$k := 1..4$   $C5_{1,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$   
 $k := 5..8$   $C5_{1,1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 9..12$   $C5_{1,1,k} := PT2_2 + LEA4_3 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$   
 $k := 13..16$   $C5_{1,1,k} := PT2_3 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$   
 $k := 17..20$   $C5_{1,1,k} := PT2_3 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 5$

Varianta 5\_2  $L_{1,2} = 1.0$   $d := 2$

$k := 1..4$   $C5_{2,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$   
 $k := 5..8$   $C5_{2,1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 9..12$   $C5_{2,1,k} := PT2_3 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$   
 $k := 13..16$   $C5_{2,1,k} := PT2_4 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$   
 $k := 17..20$   $C5_{2,1,k} := PT2_4 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 5$

.....

Varianta 5\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

$k := 1..4$   $C5_{19,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$   
 $k := 5$   $C5_{19,1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 6..8$   $C5_{19,1,k} := PT2_2 + LEA4_3 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 9..12$   $C5_{19,1,k} := PT2_3 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$   
 $k := 13..16$   $C5_{19,1,k} := PT2_4 + LEA4_5 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$   
 $k := 17..20$   $C5_{19,1,k} := 10^{10}$

Varianta 5\_20  $L_{1,20} = 10.0$   $d := 20$

$k := 1..4$   $C5_{20,1,k} := PT2_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$   
 $k := 5$   $C5_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 6..7$   $C5_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_3 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 8$   $C5_{20,1,k} := PT2_2 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$   
 $k := 9..11$   $C5_{20,1,k} := PT2_3 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$   
 $k := 12$   $C5_{20,1,k} := PT2_3 + LEA4_5 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$   
 $k := 13..15$   $C5_{20,1,k} := PT2_4 + LEA4_5 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$   
 $k := 16..20$   $C5_{20,1,k} := 10^{10}$

**VARIANTA 6**

Varianta 6\_1  $L_{1,1} = 0.5$  km  $d := 1$

$k := 1..4$   $C6_{1,1,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 5$   $C6_{1,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 6..8$   $C6_{1,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 9..12$   $C6_{1,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 13..20$   $C6_{1,1,k} := PT3_3 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

Varianta 6\_2  $L_{1,2} = 1$   $d := 2$

$k := 1..4$   $C6_{2,1,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 5$   $C6_{2,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 6..8$   $C6_{2,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 9..12$   $C6_{2,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 13..20$   $C6_{2,1,k} := PT3_3 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

.....

Varianta 6\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

$k := 1..4$   $C6_{19,1,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 5..6$   $C6_{19,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 7..9$   $C6_{19,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 10..12$   $C6_{19,1,k} := PT3_2 + LEA3_3 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 13..20$   $C6_{19,1,k} := PT3_3 + LEA3_4 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

Varianta 6\_20  $L_{1,20} = 10$   $d := 20$

$k := 1..4$   $C6_{20,1,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 5..6$   $C6_{20,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 7..9$   $C6_{20,1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 10..12$   $C6_{20,1,k} := PT3_2 + LEA3_3 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 13..15$   $C6_{20,1,k} := PT3_3 + LEA3_3 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$   
 $k := 16..20$   $C6_{20,1,k} := PT3_3 + LEA3_4 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$



**VARIANTA 7**

Varianta 7\_1  $L_{1,1} = 0.5$  km  $d := 1$

- $k := 1..4$   $C7_{1,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C7_{1,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C7_{1,k} := PT3_3 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C7_{1,k} := PT3_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C7_{1,k} := PT3_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

.....

Varianta 7\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

- $k := 1..4$   $C7_{19,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C7_{19,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C7_{19,k} := PT3_3 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C7_{19,k} := PT3_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C7_{19,k} := PT3_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

**VARIANTA 8**

Varianta 8\_1  $L_{1,1} = 0.5$  km  $d := 1$

- $k := 1..4$   $C8_{1,k} := PT4_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 5..8$   $C8_{1,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 9..12$   $C8_{1,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 13..20$   $C8_{1,k} := PT4_3 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

.....

Varianta 8\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

- $k := 1..4$   $C8_{19,k} := PT4_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 5..6$   $C8_{19,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 7..9$   $C8_{19,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 10..12$   $C8_{19,k} := PT4_2 + LEA3_3 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 13..20$   $C8_{19,k} := PT4_3 + LEA3_4 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

**VARIANTA 9**

Varianta 9\_1  $L_{1,1} = 0.5$  km  $d := 1$

- $k := 1..4$   $C9_{1,k} := PT4_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C9_{1,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C9_{1,k} := PT4_3 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C9_{1,k} := PT4_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C9_{1,k} := PT4_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

.....

Varianta 9\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

- $k := 1..4$   $C9_{19,k} := PT4_1 + LEA3_1 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C9_{19,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C9_{19,k} := PT4_3 + LEA3_3 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C9_{19,k} := PT4_4 + LEA3_3 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C9_{19,k} := PT4_4 + LEA3_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

Varianta 7\_2  $L_{1,2} = 1$   $d := 2$

- $k := 1..4$   $C7_{2,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C7_{2,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C7_{2,k} := PT3_3 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C7_{2,k} := PT3_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C7_{2,k} := PT3_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

Varianta 7\_20  $L_{1,20} = 10$   $d := 20$

- $k := 1..4$   $C7_{20,k} := PT3_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C7_{20,k} := PT3_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C7_{20,k} := PT3_3 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..15$   $C7_{20,k} := PT3_4 + LEA3_3 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 16$   $C7_{20,k} := PT3_4 + LEA3_4 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C7_{20,k} := PT3_4 + LEA3_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

Varianta 8\_2  $L_{1,2} = 1$   $d := 2$

- $k := 1..4$   $C8_{2,k} := PT4_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 5..8$   $C8_{2,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 9..12$   $C8_{2,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 13..20$   $C8_{2,k} := PT4_3 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

Varianta 8\_20  $L_{1,20} = 10$   $d := 20$

- $k := 1..4$   $C8_{20,k} := PT4_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 5..6$   $C8_{20,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 7..9$   $C8_{20,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 10..12$   $C8_{20,k} := PT4_2 + LEA3_3 \cdot L_{1,d} + PT4_2 + LEA1_2 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 13..15$   $C8_{20,k} := PT4_3 + LEA3_3 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$
- $k := 16..20$   $C8_{20,k} := PT4_3 + LEA3_4 \cdot L_{1,d} + PT4_3 + LEA1_3 \cdot L_{2,1,k}$

Varianta 9\_2  $L_{1,2} = 1$   $d := 2$

- $k := 1..4$   $C9_{2,k} := PT4_1 + LEA3_2 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C9_{2,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C9_{2,k} := PT4_3 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C9_{2,k} := PT4_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C9_{2,k} := PT4_4 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

Varianta 9\_20  $L_{1,20} = 10$   $d := 20$

- $k := 1..4$   $C9_{20,k} := PT4_1 + LEA3_1 \cdot L_{1,d} + PT4_1 + LEA1_3 \cdot 1$
- $k := 5..8$   $C9_{20,k} := PT4_2 + LEA3_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 2$
- $k := 9..12$   $C9_{20,k} := PT4_3 + LEA3_3 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 3$
- $k := 13..16$   $C9_{20,k} := PT4_4 + LEA3_3 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 4$
- $k := 17..20$   $C9_{20,k} := PT4_4 + LEA3_4 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT4_1 + LEA1_3 \cdot 5$

**VARIANTA 10**

Varianta 10\_1  $L_{1,1} = 1$  km  $d := 1$

$$k := 1..4 \quad C10_{1,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 5..8 \quad C10_{1,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 9..12 \quad C10_{1,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 13..20 \quad C10_{1,k} := PT5_3 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_3 \cdot L_{2,k}$$

Varianta 10\_2  $L_{1,2} = 1$   $d := 2$

$$k := 1..4 \quad C10_{2,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 5..8 \quad C10_{2,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 9..12 \quad C10_{2,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 13..20 \quad C10_{2,k} := PT5_3 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_3 \cdot L_{2,k}$$

.....

Varianta 10\_19  $L_{1,19} = 10$   $d := 19$

$$k := 1..4 \quad C10_{19,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 5 \quad C10_{19,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 6..8 \quad C10_{19,k} := PT5_2 + LEA4_3 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 9..12 \quad C10_{19,k} := PT5_2 + LEA4_4 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 13..16 \quad C10_{19,k} := PT5_3 + LEA4_5 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_3 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 17..20 \quad C10_{19,k} := 10^{10}$$

Varianta 10\_20  $L_{1,20} = 10$   $d := 20$

$$k := 1..4 \quad C10_{20,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 5 \quad C10_{20,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 6..7 \quad C10_{20,k} := PT5_2 + LEA4_3 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 8..11 \quad C10_{20,k} := PT5_2 + LEA4_4 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 12 \quad C10_{20,k} := PT5_2 + LEA4_5 \cdot L_{1,d} + PT5_2 + LEA2_2 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 13..15 \quad C10_{20,k} := PT5_3 + LEA4_5 \cdot L_{1,d} + PT5_3 + LEA2_3 \cdot L_{2,k}$$

$$k := 16..20 \quad C10_{20,k} := 10^{10}$$

**VARIANTA 11**

Varianta 11\_1  $L_{1,1} = 0.5$  km  $d := 1$

$$k := 1..4 \quad C11_{1,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$$

$$k := 5..8 \quad C11_{1,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 9..12 \quad C11_{1,k} := PT5_3 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$$

$$k := 13..16 \quad C11_{1,k} := PT5_4 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$$

$$k := 17..20 \quad C11_{1,k} := PT5_4 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 5$$

Varianta 11\_2  $L_{1,2} = 1.0$   $d := 2$

$$k := 1..4 \quad C11_{2,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$$

$$k := 5..8 \quad C11_{2,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 9..12 \quad C11_{2,k} := PT5_3 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$$

$$k := 13..16 \quad C11_{2,k} := PT5_4 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$$

$$k := 17..20 \quad C11_{2,k} := PT5_4 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 4) + 5 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 5$$

.....

Varianta 11\_19  $L_{1,19} = 9.5$   $d := 19$

$$k := 1..4 \quad C11_{19,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$$

$$k := 5 \quad C11_{19,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 6..8 \quad C11_{19,k} := PT5_2 + LEA4_3 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 9..12 \quad C11_{19,k} := PT5_3 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$$

$$k := 13..16 \quad C11_{19,k} := PT5_4 + LEA4_5 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$$

$$k := 17..20 \quad C11_{19,k} := 10^{10}$$

Varianta 11\_20  $L_{1,20} = 10.0$   $d := 20$

$$k := 1..4 \quad C11_{20,k} := PT5_1 + LEA4_2 \cdot L_{1,d} + PT5_1 + LEA2_3 \cdot 1$$

$$k := 5 \quad C11_{20,k} := PT5_2 + LEA4_2 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 6..7 \quad C11_{20,k} := PT5_2 + LEA4_3 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 8 \quad C11_{20,k} := PT5_2 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 1) + 2 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 2$$

$$k := 9..11 \quad C11_{20,k} := PT5_2 + LEA4_4 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$$

$$k := 12 \quad C11_{20,k} := PT5_3 + LEA4_5 \cdot (L_{1,d} + 2) + 3 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 3$$

$$k := 13..15 \quad C11_{20,k} := PT5_4 + LEA4_5 \cdot (L_{1,d} + 3) + 4 \cdot PT5_1 + LEA2_3 \cdot 4$$

$$k := 16..20 \quad C11_{20,k} := 10^{10}$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	consumatori
$V_{21} :=$	14100	16760	18090	19420	21015	22345	23675	25005	26335	27665	0,5 km
	23225	25885	27215	28545	30140	31470	32800	34130	35460	36790	1 km
	32330	33010	36340	37670	39265	40595	41925	43255	44585	45915	1,5 km
	41475	44135	45465	46795	48390	49720	51050	52380	53710	55040	2 km
	50600	53260	54590	55920	57515	58845	60175	61505	62835	64165	2,5 km
	59725	62385	63715	65045	66640	67970	69300	70630	71960	73290	3 km
	68850	71510	72840	74170	75765	77095	78425	79755	81085	82415	3,5 km
	77975	80635	81965	83295	84890	86220	87550	88880	90210	91540	4 km
	87100	89720	91030	92340	94015	95345	96675	98005	99335	100665	4,5 km
[euro]	96225	98845	100155	101465	103140	104470	105800	107130	108460	109790	5 km

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	consumatori
$V_{12} :=$	26520	27850	29540	30870	32200	33530	34860	36190	37520	38850	0,5 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,5 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4 km
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,5 km
[euro]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 km









$$V10\_3 = \begin{pmatrix} 82300 & 84960 & 86290 & 87620 & 89550 & 90880 & 92210 & 93540 & 94870 & 97025 \\ 89100 & 91760 & 93090 & 94420 & 96350 & 97680 & 99010 & 100340 & 101670 & 103900 \\ 95900 & 98560 & 99890 & 101220 & 103150 & 104480 & 105810 & 107140 & 109445 & 110775 \\ 102700 & 105360 & 106690 & 108020 & 109950 & 111280 & 112610 & 113940 & 116320 & 117650 \\ 109500 & 112160 & 113490 & 114820 & 116750 & 118080 & 119410 & 121865 & 123195 & 124525 \\ 116300 & 118960 & 120290 & 121620 & 123550 & 124880 & 126210 & 128740 & 130070 & 132600 \\ 123100 & 125760 & 127090 & 128420 & 130350 & 131680 & 134285 & 135615 & 136945 & 139550 \\ 129900 & 132560 & 133890 & 135220 & 137150 & 138480 & 141160 & 142490 & 145170 & 146500 \\ 136700 & 139360 & 140690 & 142020 & 143350 & 146705 & 148035 & 149365 & 152120 & 153450 \\ 143500 & 146160 & 147490 & 148820 & 150750 & 153580 & 154910 & 157740 & 159070 & 160400 \end{pmatrix}$$

$$V10\_4 = \begin{pmatrix} 98355 & 99685 & 101918 & 103260 & 104603 & 106770 & 108113 & 109455 & 110798 & 112140 \\ 105230 & 106560 & 108793 & 110135 & 112378 & 113720 & 115063 & 116405 & 117748 & 119090 \\ 112105 & 113435 & 116643 & 117985 & 119328 & 120670 & 122013 & 125630 & 126973 & 128315 \\ 118980 & 120310 & 123593 & 124935 & 126278 & 127620 & 128963 & 132755 & 134098 & 135440 \\ 125855 & 128310 & 130543 & 131885 & 133228 & 134570 & 138538 & 139880 & 141223 & 142565 \\ 133930 & 135260 & 137493 & 138835 & 142978 & 144320 & 145663 & 147005 & 148348 & - \\ 140880 & 142210 & 144443 & 145785 & 150103 & 151445 & 152788 & 154130 & - & - \\ 147830 & 149160 & 151393 & 155885 & 157228 & 158570 & 159913 & - & - & - \\ 154780 & 156110 & 161668 & 163010 & 164353 & 165695 & - & - & - & - \\ 161730 & 166560 & 168793 & 170135 & 171478 & - & - & - & - & - \end{pmatrix}$$

$$V11\_1 = \begin{pmatrix} 27725 & 27725 & 27725 & 27725 & 58800 & 58800 & 58800 & 58800 & 89945 & 89945 \\ 34525 & 34525 & 34525 & 34525 & 65600 & 65600 & 65600 & 65600 & 96745 & 96745 \\ 41325 & 41325 & 41325 & 41325 & 72400 & 72400 & 72400 & 72400 & 103545 & 103545 \\ 48125 & 48125 & 48125 & 48125 & 79200 & 79200 & 79200 & 79200 & 110345 & 110345 \\ 54925 & 54925 & 54925 & 54925 & 86000 & 86000 & 86000 & 86000 & 117145 & 117145 \\ 61725 & 61725 & 61725 & 61725 & 92800 & 92800 & 92800 & 92800 & 123945 & 123945 \\ 68525 & 68525 & 68525 & 68525 & 99600 & 99600 & 99600 & 99600 & 130745 & 130745 \\ 75325 & 75325 & 75325 & 75325 & 106400 & 106400 & 106400 & 106400 & 137545 & 137545 \\ 82125 & 82125 & 82125 & 82125 & 113200 & 113200 & 113200 & 113200 & 144345 & 144345 \\ 88925 & 88925 & 88925 & 88925 & 120000 & 120000 & 120000 & 120000 & 151145 & 151145 \end{pmatrix}$$

$$V11\_2 = \begin{pmatrix} 89945 & 89945 & 120975 & 120975 & 120975 & 120975 & 151750 & 151750 & 151750 & 151750 \\ 96745 & 96745 & 127775 & 127775 & 127775 & 127775 & 158550 & 158550 & 158550 & 158550 \\ 103545 & 103545 & 134575 & 134575 & 134575 & 134575 & 165350 & 165350 & 165350 & 165350 \\ 110345 & 110345 & 141375 & 141375 & 141375 & 141375 & 172150 & 172150 & 172150 & 172150 \\ 117145 & 117145 & 148175 & 148175 & 148175 & 148175 & 178950 & 178950 & 178950 & 178950 \\ 123945 & 123945 & 154975 & 154975 & 154975 & 154975 & 185750 & 185750 & 185750 & 185750 \\ 130745 & 130745 & 161775 & 161775 & 161775 & 161775 & 192550 & 192550 & 192550 & 192550 \\ 137545 & 137545 & 168575 & 168575 & 168575 & 168575 & 200000 & 200000 & 200000 & 200000 \\ 144345 & 144345 & 175375 & 175375 & 175375 & 175375 & 207450 & 207450 & 207450 & 207450 \\ 151145 & 151145 & 182175 & 182175 & 182175 & 182175 & 214900 & 214900 & 214900 & 214900 \end{pmatrix}$$

$$V11\_3 = \begin{pmatrix} 95725 & 95725 & 95725 & 95725 & 126800 & 126800 & 126800 & 126800 & 159070 & 159070 \\ 102525 & 102525 & 102525 & 102525 & 133600 & 133600 & 133600 & 133600 & 165945 & 165945 \\ 109325 & 109325 & 109325 & 109325 & 140400 & 140400 & 140400 & 140400 & 172820 & 172820 \\ 116125 & 116125 & 116125 & 116125 & 147200 & 147200 & 147200 & 147200 & 179695 & 179695 \\ 122925 & 122925 & 122925 & 122925 & 154000 & 154000 & 154000 & 154000 & 186570 & 186570 \\ 129725 & 129725 & 129725 & 129725 & 160800 & 160800 & 160800 & 160800 & 193445 & 193445 \\ 136525 & 136525 & 136525 & 136525 & 167600 & 167600 & 167600 & 167600 & 200320 & 200320 \\ 143325 & 143325 & 143325 & 143325 & 174400 & 174400 & 174400 & 174400 & 207200 & 207200 \\ 150125 & 150125 & 150125 & 150125 & 181200 & 181200 & 181200 & 181200 & 214075 & 214075 \\ 156925 & 156925 & 156925 & 156925 & 188000 & 188000 & 188000 & 188000 & 220950 & 220950 \end{pmatrix}$$

$$V11\_4 = \begin{pmatrix} 159070 & 159070 & 190250 & 190250 & 190250 & 190250 & 222600 & 222600 & 222600 & 222600 \\ 165945 & 165945 & 197125 & 197125 & 197125 & 197125 & 229550 & 229550 & 229550 & 229550 \\ 172820 & 172820 & 205425 & 205425 & 205425 & 205425 & 240175 & 240175 & 240175 & 240175 \\ 179695 & 179695 & 213375 & 213375 & 213375 & 213375 & 247300 & 247300 & 247300 & 247300 \\ 186570 & 186570 & 221325 & 221325 & 221325 & 221325 & 254425 & 254425 & 254425 & 254425 \\ 193445 & 193445 & 229275 & 229275 & 229275 & 229275 & 261550 & 261550 & 261550 & 261550 \\ 200320 & 200320 & 237225 & 237225 & 237225 & 237225 & 268675 & 268675 & - & - \\ 207200 & 207200 & 245175 & 245175 & 245175 & 245175 & 275800 & - & - & - \\ 214075 & 214075 & 253125 & 253125 & 253125 & 253125 & - & - & - & - \\ 220950 & 220950 & 261075 & 261075 & 261075 & 261075 & - & - & - & - \end{pmatrix}$$

i:= 1.. 10    j:= 1.. 10

$$\text{Comp1246}_{i,j} := \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j})$$

$$C1246_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}) = V11_{i,j} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}) = V21_{i,j} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}) = V41_{i,j} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}) = V61_{i,j} \end{cases}$$

i:= 11.. 20    j:= 1.. 10

$$\text{Comp1246}_{i,j} := \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j})$$

$$C1246_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}) = V13_{i-10,j} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}) = V23_{i-10,j} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}) = V43_{i-10,j} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}) = V63_{i-10,j} \end{cases}$$

i:= 1.. 10    j:= 1.. 10

$$\text{Comp357}_{i,j} := \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j})$$

$$C357_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}) = V31_{i,j} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}) = V51_{i,j} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}) = V71_{i,j} \end{cases}$$

i:= 1.. 10    j:= 11.. 20

$$\text{Comp1246}_{i,j} := \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10})$$

$$C1246_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}) = V12_{i,j-10} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}) = V22_{i,j-10} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}) = V42_{i,j-10} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}) = V62_{i,j-10} \end{cases}$$

i:= 11.. 20    j:= 11.. 20

$$\text{Comp1246}_{i,j} := \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10})$$

$$C1246_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}) = V14_{i-10,j-10} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}) = V24_{i-10,j-10} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}) = V44_{i-10,j-10} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}) = V64_{i-10,j-10} \end{cases}$$

i:= 1.. 10    j:= 11.. 20

$$\text{Comp357}_{i,j} := \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10})$$

$$C357_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}) = V32_{i,j-10} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}) = V52_{i,j-10} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}) = V72_{i,j-10} \end{cases}$$

$$i := 11..20 \quad j := 1..10$$

$$\text{Comp357}_{i,j} := \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j})$$

$$C357_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}) = V33_{i-10,j} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}) = V53_{i-10,j} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}) = V73_{i-10,j} \end{cases}$$

$$i := 11..20 \quad j := 11..20$$

$$\text{Comp357}_{i,j} := \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10})$$

$$C357_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}) = V34_{i-10,j-10} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}) = V54_{i-10,j-10} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}) = V74_{i-10,j-10} \end{cases}$$

$$i := 1..10 \quad j := 1..10$$

$$\text{Comp1246810}_{i,j} := \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j})$$

$$C1246810_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j}) = V11_{i,j} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j}) = V21_{i,j} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j}) = V41_{i,j} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j}) = V61_{i,j} \\ \text{"V8"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j}) = V81_{i,j} \\ \text{"V10"} & \text{if } \min(V11_{i,j}, V21_{i,j}, V41_{i,j}, V61_{i,j}, V81_{i,j}, V10_{1,i,j}) = V10_{1,i,j} \end{cases}$$

$$i := 1..10 \quad j := 11..20$$

$$\text{Comp1246810}_{i,j} := \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10})$$

$$C1246810_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10}) = V12_{i,j-10} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10}) = V22_{i,j-10} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10}) = V42_{i,j-10} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10}) = V62_{i,j-10} \\ \text{"V8"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10}) = V82_{i,j-10} \\ \text{"V10"} & \text{if } \min(V12_{i,j-10}, V22_{i,j-10}, V42_{i,j-10}, V62_{i,j-10}, V82_{i,j-10}, V10_{2,i,j-10}) = V10_{2,i,j-10} \end{cases}$$

$$i := 11..20 \quad j := 1..10$$

$$\text{Comp1246810}_{i,j} := \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j})$$

$$C1246810_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j}) = V13_{i-10,j} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j}) = V23_{i-10,j} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j}) = V43_{i-10,j} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j}) = V63_{i-10,j} \\ \text{"V8"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j}) = V83_{i-10,j} \\ \text{"V10"} & \text{if } \min(V13_{i-10,j}, V23_{i-10,j}, V43_{i-10,j}, V63_{i-10,j}, V83_{i-10,j}, V10_{3,i-10,j}) = V10_{3,i-10,j} \end{cases}$$

$$i := 11..20 \quad j := 11..20$$

$$\text{Comp1246810}_{i,j} := \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10})$$

$$C1246810_{i,j} := \begin{cases} \text{"V1"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10}) = V14_{i-10,j-10} \\ \text{"V2"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10}) = V24_{i-10,j-10} \\ \text{"V4"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10}) = V44_{i-10,j-10} \\ \text{"V6"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10}) = V64_{i-10,j-10} \\ \text{"V8"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10}) = V84_{i-10,j-10} \\ \text{"V10"} & \text{if } \min(V14_{i-10,j-10}, V24_{i-10,j-10}, V44_{i-10,j-10}, V64_{i-10,j-10}, V84_{i-10,j-10}, V10_{4,i-10,j-10}) = V10_{4,i-10,j-10} \end{cases}$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	1	11625	14285	15615	16945	18540	19870	21200	22530	23860	25190	26520	27850	29540	30870	32200	33530	34860	36190	37520	38850
	2	18400	21060	22390	23795	25540	26870	32200	33530	34860	36190	37520	38850	40910	42240	43570	44900	46230	47560	48890	50220
	3	29125	31785	33115	34445	36340	37670	39000	40330	41660	42990	44320	45650	47710	49040	50370	51700	53030	54360	55690	57020
	4	35925	38585	39915	41245	43140	44470	45800	47130	48460	49790	51120	52450	54510	55840	57170	58500	59830	61160	62490	63820
	5	42725	45385	46715	48045	49940	51270	52600	53930	55260	56590	57920	59250	61310	62640	63970	65300	66630	67960	69290	70620
	6	49525	52185	53515	54845	56740	58070	59400	60730	62060	63390	64720	66050	68110	69440	70770	72100	73430	74760	76090	77420
	7	56325	58985	60315	61645	63540	64870	66200	67530	68860	70190	71520	72850	74910	76240	77570	78900	80755	82085	83415	84745
	8	63125	65785	67115	68445	70340	71670	73000	74330	75660	76990	78320	79650	82310	83640	84970	86300	87630	88960	90290	91620
	9	69925	72585	73915	75245	77140	78470	79800	81130	82460	83790	85120	86450	89185	90515	91845	93175	95180	96510	97840	99170
Comp1246=	10	76725	79385	80715	82045	83940	85270	86600	87930	89260	90590	91920	93250	96060	97390	98720	100050	102130	103460	104790	106120
	11	83525	86185	87515	88845	90740	92070	93400	94730	96060	98585	99915	101245	102935	104265	105595	107750	109080	110410	111740	113070
	12	90325	92945	94255	95565	97540	98870	100200	101530	102860	105460	106790	108120	109810	111140	113370	114700	116030	117360	118690	120020
	13	97125	99785	101115	102445	104340	105670	107000	108330	111005	112335	113665	114995	117660	118990	120320	121650	122980	126585	127915	129245
	14	103925	106585	107915	109245	111140	112470	113800	115130	117880	119210	120540	121870	124610	125940	127270	128600	129930	133710	135040	136370
	15	110725	113345	114655	115965	117940	119270	120600	123425	124755	126085	127415	129870	131560	132890	134220	135550	139505	140835	142165	143495
	16	117525	120185	121515	122845	124740	126070	127400	130300	131630	134160	135490	136820	138510	139840	143970	145300	146630	147960	149290	150620
	17	124325	126985	128315	129645	131540	132870	135845	137175	138505	141110	142440	143770	145460	146790	151095	152425	153755	155085	157125	158465
	18	131125	133785	135115	136445	138340	139670	142720	144050	146730	148060	149390	150720	152410	156890	158220	159550	160880	166880	168220	169565
	19	137925	140585	141915	143245	145140	147895	149225	150555	153310	154640	155970	157300	162685	164015	165345	166675	172813	174155	175498	176840
[euro]	20	144725	147385	148715	150045	151940	154770	156100	158930	160260	161590	162920	167750	169810	171140	172470	178745	180088	181430	182773	184115

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	1	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"
	2	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	3	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	4	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	5	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	6	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	7	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	8	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	9	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
C1246=	10	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	11	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	12	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	13	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	14	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	15	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"
	16	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V6"
	17	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V6"	"V6"
	18	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V6"	"V6"	"V6"	"V6"
	19	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V6"	"V6"	"V6"	"V6"	"V6"
	20	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V4"	"V6"	"V6"	"V6"	"V6"	"V6"	"V6"





	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	1	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"
	2	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V1"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	3	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	4	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	5	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	6	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	7	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	8	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	9	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
C1246810=	10	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	11	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	12	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	13	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	14	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	15	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	16	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	17	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	18	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	19	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"
	20	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"	"V10"

i := 1..10     j := 1..10

$$\text{Comp357911}_{i,j} := \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}, V91_{i,j}, V11_{1,i,j})$$

$$C357911_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}, V91_{i,j}, V11_{1,i,j}) = V31_{i,j} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}, V91_{i,j}, V11_{1,i,j}) = V51_{i,j} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}, V91_{i,j}, V11_{1,i,j}) = V71_{i,j} \\ \text{"V9"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}, V91_{i,j}, V11_{1,i,j}) = V91_{i,j} \\ \text{"V11"} & \text{if } \min(V31_{i,j}, V51_{i,j}, V71_{i,j}, V91_{i,j}, V11_{1,i,j}) = V11_{1,i,j} \end{cases}$$

i := 1..10     j := 11..20

$$\text{Comp357911}_{i,j} := \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}, V92_{i,j-10}, V11_{2,i,j-10})$$

$$C357911_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}, V92_{i,j-10}, V11_{2,i,j-10}) = V32_{i,j-10} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}, V92_{i,j-10}, V11_{2,i,j-10}) = V52_{i,j-10} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}, V92_{i,j-10}, V11_{2,i,j-10}) = V72_{i,j-10} \\ \text{"V9"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}, V92_{i,j-10}, V11_{2,i,j-10}) = V92_{i,j-10} \\ \text{"V11"} & \text{if } \min(V32_{i,j-10}, V52_{i,j-10}, V72_{i,j-10}, V92_{i,j-10}, V11_{2,i,j-10}) = V11_{2,i,j-10} \end{cases}$$

i := 11..20     j := 1..10

$$\text{Comp357911}_{i,j} := \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}, V93_{i-10,j}, V11_{3-i-10,j})$$

$$C357911_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}, V93_{i-10,j}, V11_{3-i-10,j}) = V33_{i-10,j} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}, V93_{i-10,j}, V11_{3-i-10,j}) = V53_{i-10,j} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}, V93_{i-10,j}, V11_{3-i-10,j}) = V73_{i-10,j} \\ \text{"V9"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}, V93_{i-10,j}, V11_{3-i-10,j}) = V93_{i-10,j} \\ \text{"V11"} & \text{if } \min(V33_{i-10,j}, V53_{i-10,j}, V73_{i-10,j}, V93_{i-10,j}, V11_{3-i-10,j}) = V11_{3-i-10,j} \end{cases}$$

i := 11..20 j := 11..20

$$\text{Comp357911}_{i,j} := \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}, V94_{i-10,j-10}, V11\_4_{i-10,j-10})$$

$$C357911_{i,j} := \begin{cases} \text{"V3"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}, V94_{i-10,j-10}, V11\_4_{i-10,j-10}) = V34_{i-10,j-10} \\ \text{"V5"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}, V94_{i-10,j-10}, V11\_4_{i-10,j-10}) = V54_{i-10,j-10} \\ \text{"V7"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}, V94_{i-10,j-10}, V11\_4_{i-10,j-10}) = V74_{i-10,j-10} \\ \text{"V9"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}, V94_{i-10,j-10}, V11\_4_{i-10,j-10}) = V94_{i-10,j-10} \\ \text{"V11"} & \text{if } \min(V34_{i-10,j-10}, V54_{i-10,j-10}, V74_{i-10,j-10}, V94_{i-10,j-10}, V11\_4_{i-10,j-10}) = V11\_4_{i-10,j-10} \end{cases}$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Comp357911=	1	27525	27525	27525	27525	58800	58800	58800	58800	89945	89945	89945	89945	120975	120975	120975	120975	151750	151750	151750	151750
	2	34525	34525	34525	34525	65600	65600	65600	65600	96745	96745	96745	96745	127775	127775	127775	127775	158550	158550	158550	158550
	3	41325	41325	41325	41325	72400	72400	72400	72400	103545	103545	103545	103545	134575	134575	134575	134575	165350	165350	165350	165350
	4	48125	48125	48125	48125	79200	79200	79200	79200	110345	110345	110345	110345	141375	141375	141375	141375	172150	172150	172150	172150
	5	54925	54925	54925	54925	86000	86000	86000	86000	117145	117145	117145	117145	148175	148175	148175	148175	178950	178950	178950	178950
	6	61725	61725	61725	61725	92800	92800	92800	92800	123945	123945	123945	123945	154975	154975	154975	154975	185750	185750	185750	185750
	7	68525	68525	68525	68525	99600	99600	99600	99600	130745	130745	130745	130745	161775	161775	161775	161775	193675	193675	193675	193675
	8	75325	75325	75325	75325	106400	106400	106400	106400	137545	137545	137545	137545	169625	169625	169625	169625	200550	200550	200550	200550
	9	82125	82125	82125	82125	113200	113200	113200	113200	144345	144345	144345	144345	176500	176500	176500	176500	208700	208700	208700	208700
	10	88925	88925	88925	88925	120000	120000	120000	120000	151145	151145	151145	151145	183375	183375	183375	183375	215650	215650	215650	215650
	11	95725	95725	95725	95725	126800	126800	126800	126800	159070	159070	159070	159070	190250	190250	190250	190250	222600	222600	222600	222600
	12	102525	102525	102525	102525	133600	133600	133600	133600	165945	165945	165945	165945	197125	197125	197125	197125	229550	229550	229550	229550
	13	109325	109325	109325	109325	140400	140400	140400	140400	172820	172820	172820	172820	205425	205425	205425	205425	238600	238600	238600	238600
	14	116125	116125	116125	116125	147200	147200	147200	147200	179695	179695	179695	179695	212375	212375	212375	212375	245650	245650	245650	245650
	15	122925	122925	122925	122925	154000	154000	154000	154000	186570	186570	186570	186570	219325	219325	219325	219325	254425	254425	254425	254425
	16	129725	129725	129725	129725	160800	160800	160800	160800	194945	194945	194945	194945	226275	226275	226275	226275	261550	261550	261550	261550
	17	136525	136525	136525	136525	167600	167600	167600	167600	203020	201895	201895	201895	233225	233225	233225	233225	266800	266800	266800	266800
	18	143325	143325	143325	143325	174400	174400	175900	175900	208845	208845	208845	208845	240175	242575	242575	242575	275800	279700	279700	279700
	19	150125	150125	150125	150125	180900	182775	182775	182775	215795	215795	215795	215795	212400	212400	212400	212400	286975	286975	286975	286975
	20	156925	156925	156925	156925	188000	189650	189650	189650	222375	222375	222375	222375	225145	256675	256675	256675	294250	294250	294250	294250

[euro]

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
C357911=	1	"V3"	"V3"	"V3"	"V3"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	2	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	3	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	4	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	5	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	6	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	7	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	8	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	9	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	10	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	11	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	12	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	13	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V9"	"V9"	"V9"
	14	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V9"	"V9"	"V9"
	15	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"
	16	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V9"	"V9"	"V11"	"V11"
	17	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V9"	"V9"	"V9"	"V9"	"V9"
	18	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V9"	"V9"	"V9"	"V11"	"V9"	"V9"
	19	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V5"	"V5"	"V5"	"V9"	"V9"	"V9"
	20	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V11"	"V9"	"V9"	"V9"	"V9"	"V9"	"V9"	"V9"

## Rezultatele simulărilor MatLab pentru calcul regimurilor normale și de avarieale zonelor de rețea studiate

### Zona 1

Elementele specifice rețelelor pentru transportul și distribuția energiei electrice în curent alternativ trifazat sunt grupate în biblioteca Simulink, grupa SimPowerSystems. O rețea electrică se construiește conectând obiectele grafice corespunzătoare elementelor de rețea, în conformitate cu schema electrică studiată. Înainte însă de a construi modelul Matlab pentru zona de rețea considerată, se stabilesc valorile parametrilor echivalenți – de tip R, L, C - și ale celorlalte mărimi caracteristice, corespunzătoare fiecărui element de rețea.

Astfel, pentru un transformator trifazat cu două înfășurări sunt necesare, pe lângă valorile puterii aparente nominale și ale tensiunilor nominale ale acestora, valorile rezistențelor și inductivităților longitudinale respective și de asemenea ale rezistenței și inductivității echivalente transversale (de magnetizare), exprimate în unități relative. Pentru calculul lor s-a folosit de fiecare dată o fișă de lucru MathCAD.

Astfel pentru transformatorul din stația de transformare 110/20 kV, considerată aceeași pentru fiecare zonă, se determină inițial parametrii echivalenți în unități absolute:

Transformatorul din ST (parametrii echivalenți unitati absolute):

$$S_n := 40 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 110 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 22 \text{ kV} \quad \text{usc} := 12 \text{ \%} \quad \text{ig} := 1 \text{ \%} \quad \text{pCun} := 180 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 52 \text{ kW}$$

$$R_{Tj} := \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n^2} \quad R_{Tj} = 0.05445 \quad \Omega \quad R_{Ti} := \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n^2} \quad R_{Ti} = 1.36125 \quad \Omega$$

$$X_{Tj} := \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} \quad X_{Tj} = 1.452 \quad \Omega \quad X_{Ti} := \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n} \quad X_{Ti} = 36.3 \quad \Omega$$

$$G_{Tj} := \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} \quad G_{Tj} = 0.00011 \text{ S} \quad G_{Ti} := \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} \quad G_{Ti} = 4.29752 \times 10^{-6} \text{ S}$$

$$B_{Tj} := \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unjt}^2} \quad B_{Tj} = 0.00083 \text{ S} \quad B_{Ti} := \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unit}^2} \quad B_{Ti} = 0.00003 \text{ S}$$

Valorile parametrilor exprimați în unități relative se calculează folosind relațiile:

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$\begin{aligned}
 R_{bjoasa} &:= \frac{Unjt^2}{Sn} & R_{binalta} &:= \frac{Unit^2}{Sn} & L_{bjoasa} &:= \frac{R_{bjoasa}}{2\pi \cdot 50} \\
 R_{bjoasa} &= 12.1 & R_{binalta} &= 302.5 & L_{bjoasa} &= 0.03852 \\
 L_{binalta} &:= \frac{R_{binalta}}{2\pi \cdot 50} & R_{urjoasa} &:= \frac{RTj}{2R_{bjoasa}} & R_{urinalta} &:= \frac{RTi}{2R_{binalta}} \\
 L_{binalta} &= 0.96289 & R_{urjoasa} &= 0.00225 \quad \text{u.r.} & R_{urinalta} &= 0.00225 \quad \text{u.r.} \\
 L_{urjoasa} &:= \frac{XTj}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{bjoasa}} & L_{urinalta} &:= \frac{XTi}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{binalta}} \\
 L_{urjoasa} &= 0.06 & L_{urinalta} &= 0.06 \\
 R_{mag} &:= \frac{1}{GTi} & L_{mag} &:= \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot BTi} \\
 R_{mag} &= 232692.30769 & L_{mag} &= 96.28874 \\
 R_{magur} &:= \frac{R_{mag}}{R_{binalta}} & L_{magur} &:= \frac{L_{mag}}{L_{binalta}} \\
 R_{magur} &= 769.23077 \quad \text{u.r.} & L_{magur} &= 100 \quad \text{u.r.}
 \end{aligned}$$

Pentru transformatorul din postul de transformare de 20/0,4 kV, se obțin:

Transformatorul din PT (parametrii echivalenti în unitati absolute):

$$S_n := 0.016 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 20 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 0.4 \text{ kV} \quad \text{usc} := 4 \quad \% \quad \text{ig} := 2 \quad \% \quad \text{pCun} := 0.465 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 0.085 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned}
 RTj &:= \frac{pCun}{1000} \cdot \frac{Unjt^2}{Sn^2} & RTj &= 0.29063 \quad \Omega & RTi &:= \frac{pCun}{1000} \cdot \frac{Unit^2}{Sn^2} & RTi &= 726.5625 \quad \Omega \\
 XTj &:= \frac{usc}{100} \cdot \frac{Unjt^2}{Sn} & XTj &= 0.4 \quad \Omega & XTi &:= \frac{usc}{100} \cdot \frac{Unit^2}{Sn} & XTi &= 1000 \quad \Omega \\
 GTj &:= \frac{pFen}{1000} \cdot \frac{1}{Unjt^2} & GTj &= 0.00053 \quad \text{S} & GTi &:= \frac{pFen}{1000} \cdot \frac{1}{Unit^2} & GTi &= 2.125 \times 10^{-7} \quad \text{S} \\
 BTj &:= \frac{ig}{100} \cdot \frac{Sn}{Unjt^2} & BTj &= 0.002 \quad \text{S} & BTi &:= \frac{ig}{100} \cdot \frac{Sn}{Unit^2} & BTi &= 8 \times 10^{-7} \quad \text{S}
 \end{aligned}$$

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$\begin{aligned}
 R_{bjoasa} &:= \frac{Unjt^2}{Sn} & R_{binalta} &:= \frac{Unit^2}{Sn} & L_{bjoasa} &:= \frac{R_{bjoasa}}{2\pi \cdot 50} \\
 R_{bjoasa} &= 10 & R_{binalta} &= 25000 & L_{bjoasa} &= 0.03183 \\
 L_{binalta} &:= \frac{R_{binalta}}{2\pi \cdot 50} & R_{urjoasa} &:= \frac{RTj}{2R_{bjoasa}} & R_{urinalta} &:= \frac{RTi}{2R_{binalta}} \\
 L_{binalta} &= 79.57747 & R_{urjoasa} &= 0.01453 \quad \text{u.r.} & R_{urinalta} &= 0.01453 \quad \text{u.r.} \\
 L_{urjoasa} &:= \frac{XTj}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{bjoasa}} & L_{urinalta} &:= \frac{XTi}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{binalta}} \\
 L_{urjoasa} &= 0.02 & L_{urinalta} &= 0.02 \\
 R_{mag} &:= \frac{1}{GTi} & L_{mag} &:= \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot BTi} \\
 R_{mag} &= 4.70588 \times 10^6 & L_{mag} &= 3978.87358 \\
 R_{magur} &:= \frac{R_{mag}}{R_{binalta}} & L_{magur} &:= \frac{L_{mag}}{L_{binalta}} \\
 R_{magur} &= 188.23529 \quad \text{u.r.} & L_{magur} &= 50 \quad \text{u.r.}
 \end{aligned}$$

Pentru fiecare element, valorile parametrilor echivalenți și ale celorlalte mărimi caracteristice se înscriu într-un *bloc al parametrilor*. Pentru cele două transformatoare, acestea sunt:

**Block Parameters: ST 110/20kV Ssc = 140 MVA**

Three-Phase Transformer (Two Windings) (mask) (link)

This block implements a three-phase transformer by using three single-phase transformers. Set the winding connection to 'Yn' when you want to access the neutral point of the Wye.

Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Parameters

Units: pu

Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]  
[ 140e6, 50 ]

Winding 1 (ABC) connection : Yg

Winding parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(pu) , L1(pu) ]  
[ 110e3, 0.00225, 0.06 ]

Winding 2 (abc) connection : Delta (D1)

Winding parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(pu) , L2(pu) ]  
[ 20e3, 0.00225, 0.06 ]

Saturable core

Magnetization resistance Rm (pu)  
769.23077

Magnetization reactance Lm (pu)  
100

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

**Block Parameters: PT 20/0.4 kV Sn = 16 kVA**

Three-Phase Transformer (Two Windings) (mask) (link)

This block implements a three-phase transformer by using three single-phase transformers. Set the winding connection to 'Yn' when you want to access the neutral point of the Wye.

Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Parameters

Units: pu

Nominal power and frequency [ Pn(VA) , fn(Hz) ]  
[ 16e3, 50 ]

Winding 1 (ABC) connection : Delta (D1)

Winding parameters [ V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(pu) , L1(pu) ]  
[ 20e3, 0.01453, 0.02 ]

Winding 2 (abc) connection : Yg

Winding parameters [ V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(pu) , L2(pu) ]  
[ 0.4e3, 0.01453, 0.02 ]

Saturable core

Magnetization resistance Rm (pu)  
188.23529

Magnetization reactance Lm (pu)  
50

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

Pentru celelalte elemente ai zonei 1 de rețea, parametrii se pot vedea direct în blocul parametrilor:

- pentru sursa de alimentare și unul dintre consumatorii fictivi alimentați din rețeaua de 20 kV:

**Block Parameters: Sursa trifazata U = 113 kV Ssc = 2000 MVA**

Three-Phase Source (mask) (link)

Three-phase voltage source in series with RL branch.

Parameters

Phase-to-phase rms voltage (V):  
113e3

Phase angle of phase A (degrees):  
0

Frequency (Hz):  
50

Internal connection: Yg

Specify impedance using short-circuit level

3-phase short-circuit level at base voltage(VA):  
2000e6

Base voltage (Vrms ph-ph):  
110e3

X/R ratio:  
10

OK Cancel Help Apply

**Block Parameters: Consumator serie trifazat P = 10 MW**

Three-Phase Series RLC Load (mask) (link)

Implements a three-phase series RLC load.

Parameters

Configuration: Delta

Nominal phase-to-phase voltage Vn (Vrms)  
20e3

Nominal frequency fn (Hz):  
50

Active power P (W):  
10e6

Inductive reactive power QL (positive var):  
2e3

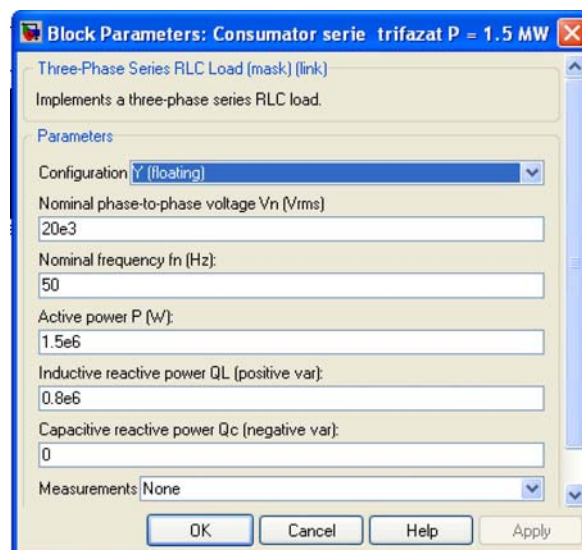
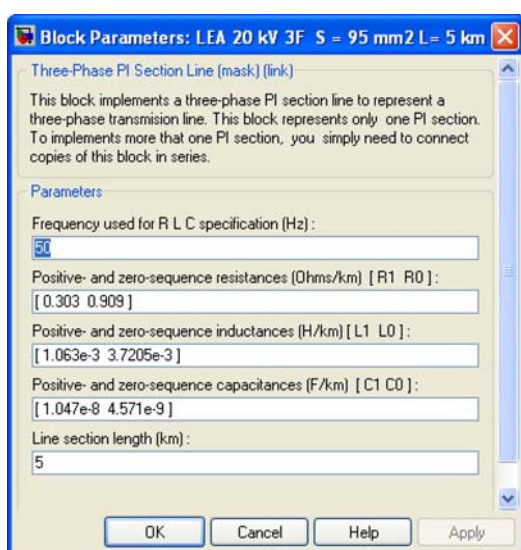
Capacitive reactive power Qc (negative var):  
0

Measurements: None

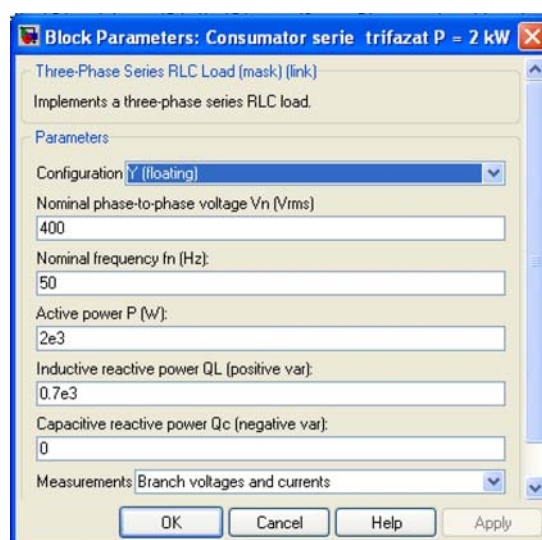
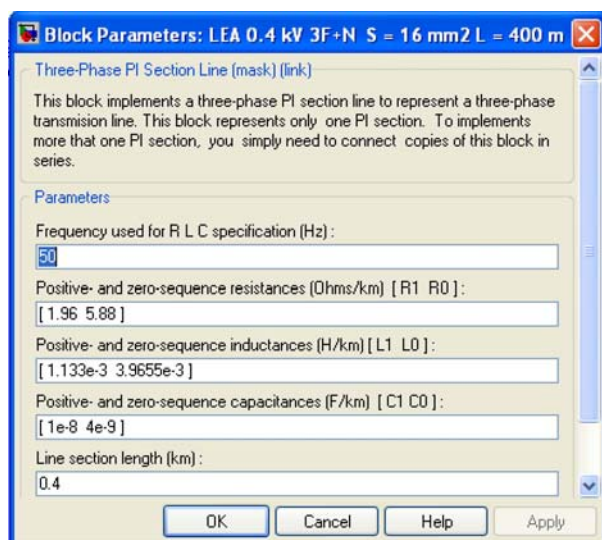
OK Cancel Help Apply

- pentru un tronson al LEA 20 kV trifazată, respectiv al doilea consumator fictiv la 20 kV:

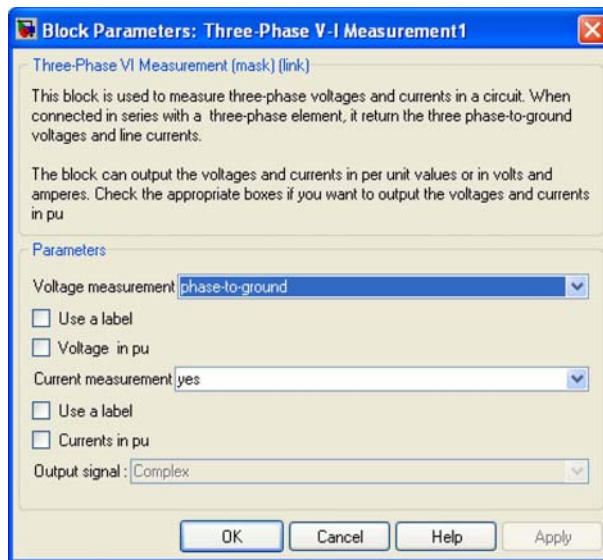




- pentru unul dintre tronsoanele LEA 0,4 kV și unul dintre consumatorii racordați la joasă tensiune:



Specific modelelor MatLab sunt *elementele de măsură*, ce trebuie intercalate între elementele de rețea, în fiecare secțiune unde se dorește determinarea (selectarea pentru vizualizare în interfața grafică) mărimilor electrice de interes. Astfel, pentru selectarea valorilor curenților și tensiunilor într-o secțiune a unei rețele trifazate se folosește un element de măsură specific, al cărui bloc de parametri se prezintă astfel:



Rezultatele simulării, în situația de față ale circulației de puteri, se pot vedea pe *aparatele de măsură* virtuale, conectate la elementele de măsură intercalate în circuitul principal.

Modelul MatLab corespunzător zonei 1 de rețea este ilustrat în figurile A18.1-2. Pentru fiecare zonă de rețea au fost modelate atât regimul normal de funcționare, cât și regimurile de avarie ce prezintă interes.

Modelarea regimului normal de funcționare este destinată verificării funcționării corecte a modelului, atât în ceea ce privește circulația de puteri cât și în ceea ce privește respectarea restricțiilor tehnice (încadrarea valorilor tensiunilor în nodurile rețelei în banda admisibilă, nedepășirea sarcinilor admisibile ale căilor de curent). O funcționare corectă a modelului pentru regimul normal confirmă atât corectitudinea modelării cât și corectitudinea dimensionării elementelor de rețea.

În ceea ce privește modelarea regimurilor de avarie, studiul s-a limitat la considerarea scurtcircuitelor trifazate nete, în regim staționar, scopul modelării fiind verificarea corectitudinii rezultatelor calculului *manual*, mai precis al modelului matematic utilizat la calculul curenților de scurtcircuit, pe baza căruia s-au determinat lungimile liniilor care conduc la valori impuse ale curenților de scurtcircuit la nivelul surselor rețelelor.

În mod evident, nu s-au studiat toate variantele rezultate prin combinațiile puterilor aparente nominale ale transformatoarelor, respectiv ale secțiunilor conductoarelor liniilor, ci doar o singură configurație pentru fiecare zonă de rețea.

Așa cum a rezultat din capitolul al patrulea al lucrării, lungimea maximă a liniilor electrice folosite la distribuția la joasă tensiune, pentru fiecare din zonele de rețea studiate, a fost considerată de 1000 m. Pe acestea au fost distribuite sarcini egale, la distanțe diferite, așa cum se poate observa în fiecare caz.



Pentru zona 1 de rețea, rezultatele regimului normal de funcționare se pot vedea în figura A18.1 iar pentru regimul de scurtcircuit trifazat staționar produs la sfârșitul LEA 0,4 kV, în figura A18.2.

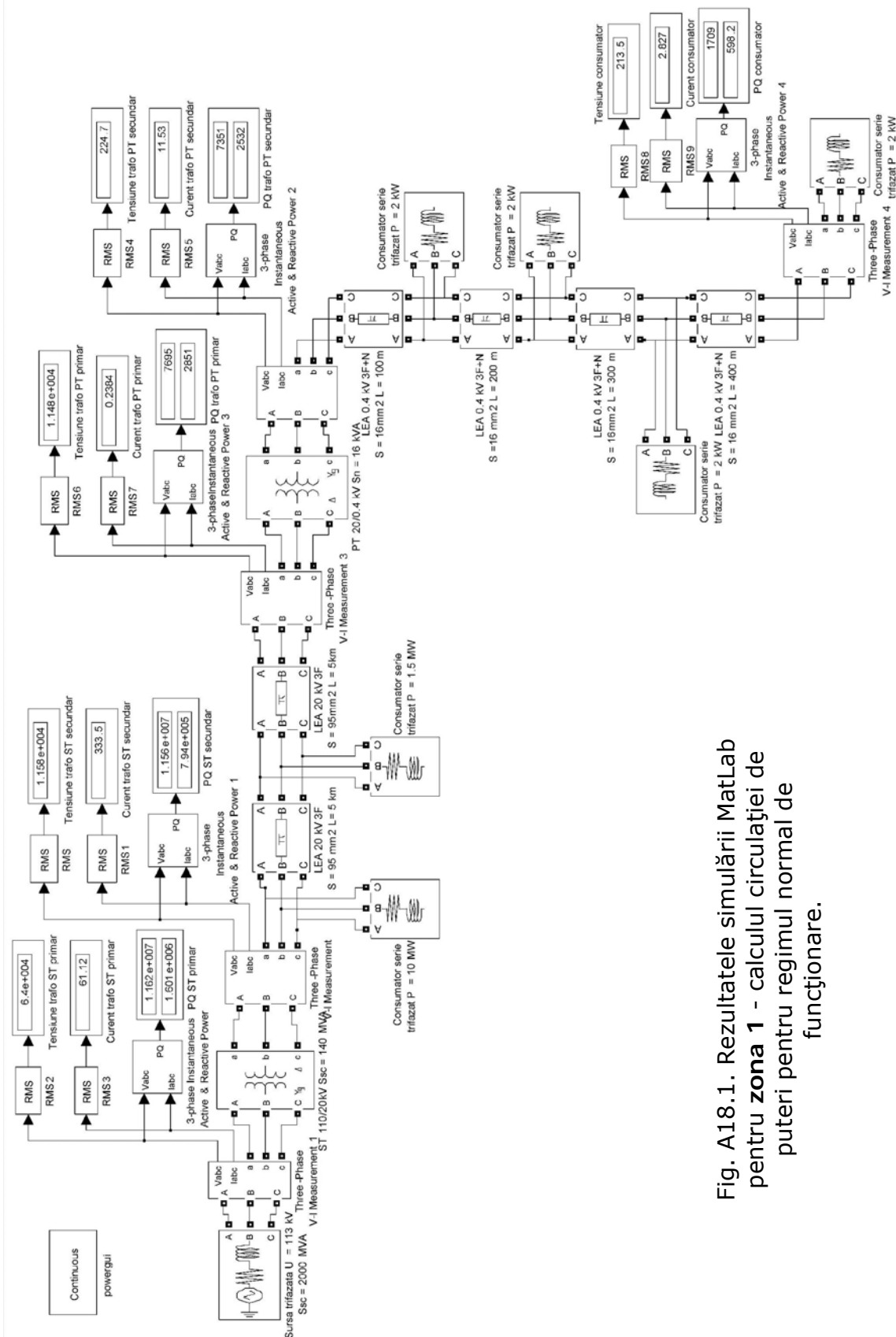


Fig. A18.1. Rezultatele simulării MatLab pentru zona 1 - calculul circulației de puteri pentru regimul normal de funcționare.

## Zona 2

Calculul parametrilor transformatorului monofazat 20/0,23 kV,  
conduce la valorile de mai jos:

Transformatorul din PT (parametrii echivalenți în unitati absolute):

$$S_n := 0.005 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 20 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 0.23 \text{ kV} \quad \text{usc} := 4 \% \quad \text{ig} := 1 \% \quad \text{pCun} := 0.148 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 0.025 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} \text{RTj} &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n^2} & \text{RTj} &= 0.31317 \quad \Omega & \text{RTi} &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n^2} & \text{RTi} &= 2368 \quad \Omega \\ \text{XTj} &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & \text{XTj} &= 0.4232 \quad \Omega & \text{XTi} &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & \text{XTi} &= 3200 \quad \Omega \\ \text{GTj} &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} & \text{GTj} &= 0.00047 \quad \text{S} & \text{GTi} &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} & \text{GTi} &= 6.25 \times 10^{-8} \quad \text{S} \\ \text{BTj} &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unjt}^2} & \text{BTj} &= 0.00095 \quad \text{S} & \text{BTi} &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unit}^2} & \text{BTi} &= 1.25 \times 10^{-7} \quad \text{S} \end{aligned}$$

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$\begin{aligned} \text{Rbjoasa} &:= \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & \text{Rbinalta} &:= \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & \text{Lbjoasa} &:= \frac{\text{Rbjoasa}}{2\pi \cdot 50} \\ \text{Rbjoasa} &= 10.58 & \text{Rbinalta} &= 80000 & \text{Lbjoasa} &= 0.03368 \\ \text{Lbinalta} &:= \frac{\text{Rbinalta}}{2\pi \cdot 50} & \text{Rurjoasa} &:= \frac{\text{RTj}}{2\text{Rbjoasa}} & \text{Rurinalta} &:= \frac{\text{RTi}}{2\text{Rbinalta}} \\ \text{Lbinalta} &= 254.64791 & \text{Rurjoasa} &= 0.0148 \quad \text{u.r.} & \text{Rurinalta} &= 0.0148 \quad \text{u.r.} \\ \\ \text{Lurjoasa} &:= \frac{\text{XTj}}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot \text{Lbjoasa}} & \text{Lurinalta} &:= \frac{\text{XTi}}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot \text{Lbinalta}} \\ \text{Lurjoasa} &= 0.02 & \text{Lurinalta} &= 0.02 \\ \text{Rmag} &:= \frac{1}{\text{GTi}} & \text{Lmag} &:= \frac{1}{2\pi \cdot 50 \cdot \text{BTi}} \\ \text{Rmag} &= 1.6 \times 10^7 & \text{Lmag} &= 25464.79089 \\ \text{Rmagur} &:= \frac{\text{Rmag}}{\text{Rbinalta}} & \text{Lmagur} &:= \frac{\text{Lmag}}{\text{Lbinalta}} \\ \text{Rmagur} &= 200 \quad \text{u.r.} & \text{Lmagur} &= 100 \quad \text{u.r.} \end{aligned}$$

Fig. A18.2. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 1** - calculul curentului în secundarul transformatorului 20/0,4 kV, 16 kVA la scurtcircuit trifazat la sfârșitul liniei de 0,4 kV ( $l = 1000 \text{ m}$ ).

**Block Parameters: PT 20/0.23kV monofazat Sn = 5 kVA**

Linear Transformer (mask) (link)  
 Implements a three windings linear transformer.

Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Parameters

Units: pu

Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:  
 [ 5e3 50 ]

Winding 1 parameters [V1(Vrms) R1(pu) L1(pu)]:  
 [ 20e3 0.0148 0.02 ]

Winding 2 parameters [V2(Vrms) R2(pu) L2(pu)]:  
 [ 0.23e3 0.0148 0.02 ]

Three windings transformer

Magnetization resistance and reactance [Rm(pu) Lm(pu)]:  
 [ 200 100 ]

Measurements: All voltages and currents

OK Cancel Help Apply

**Block Parameters: LEA 20 kV 2F S = 70 mm2 L = 10 km2**

Pi Section Line (mask) (link)  
 Pi section transmission line.

Parameters

Frequency used for R L C specification (Hz):  
 50

Resistance per unit length (Ohms/km):  
 0.437

Inductance per unit length (H/km):  
 0.0011163

Capacitance per unit length (F/km):  
 6.5e-9

Length (km):  
 10

Number of pi sections:  
 1

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

**Block Parameters: LEA 0.23 kV F+N S = 16 mm2 L = 400 m**

Pi Section Line (mask) (link)  
 Pi section transmission line.

Parameters

Frequency used for R L C specification (Hz):  
 50

Resistance per unit length (Ohms/km):  
 1.802

Inductance per unit length (H/km):  
 0.0003119

Capacitance per unit length (F/km):  
 6.587e-9

Length (km):  
 0.4

Number of pi sections:  
 1

Measurements: None

OK Cancel Help Apply

**Block Parameters: Consumator serie monofazat P = 1 kW**

Series RLC Load (mask) (link)  
 Implements a series RLC load.

Parameters

Nominal voltage Vn (Vrms):  
 230

Nominal frequency fn (Hz):  
 50

Active power P (W):  
 1e3

Inductive reactive power QL (positive var):  
 300

Capacitive reactive power Qc (negative var):  
 0

Set the initial capacitor voltage  
 Capacitor initial voltage (V):  
 0

Set the initial inductor current  
 Inductor initial current (A):  
 0

Measurements: Branch voltage and current

OK Cancel Help Apply

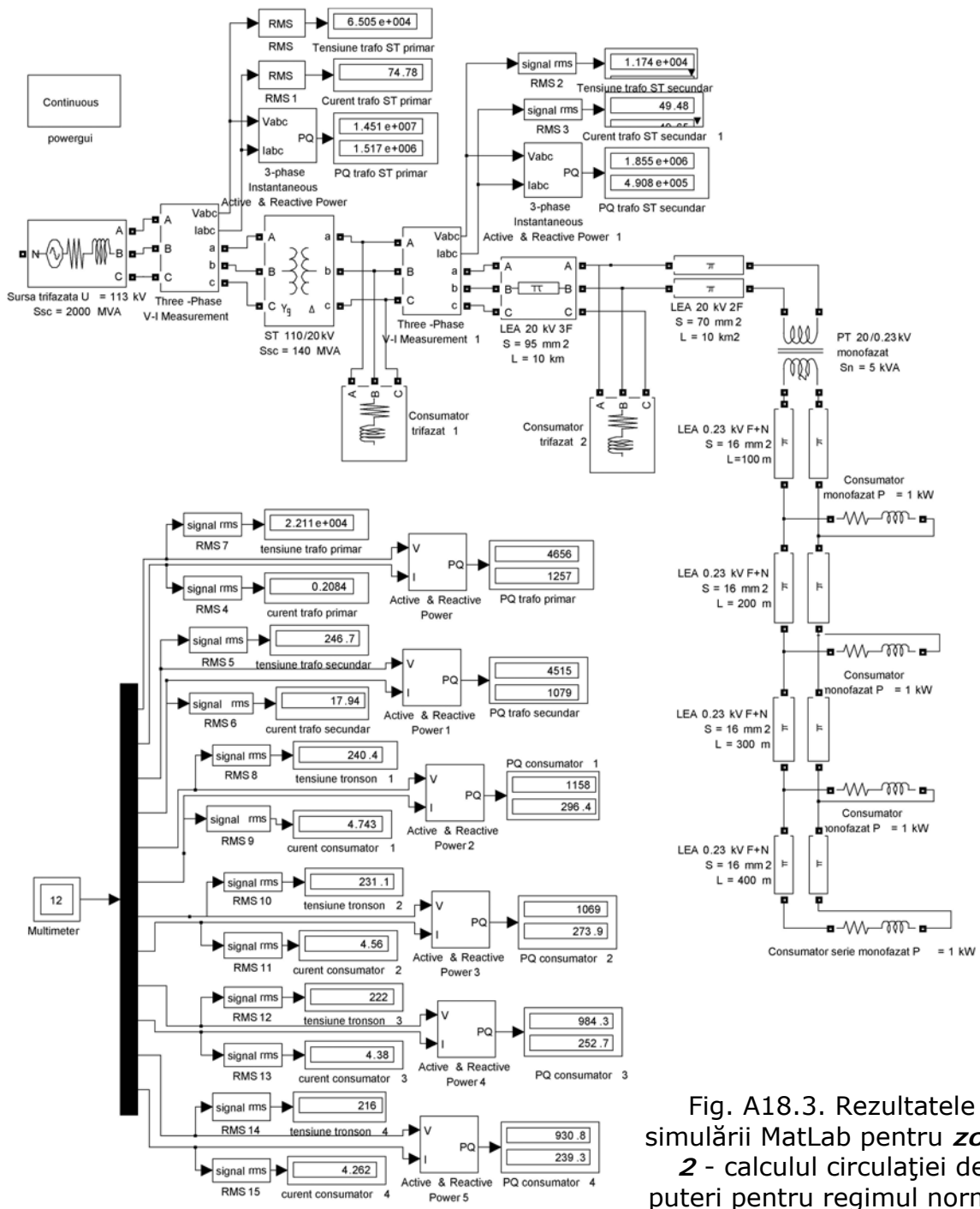


Fig. A18.3. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 2** - calculul circulației de puteri pentru regimul normal

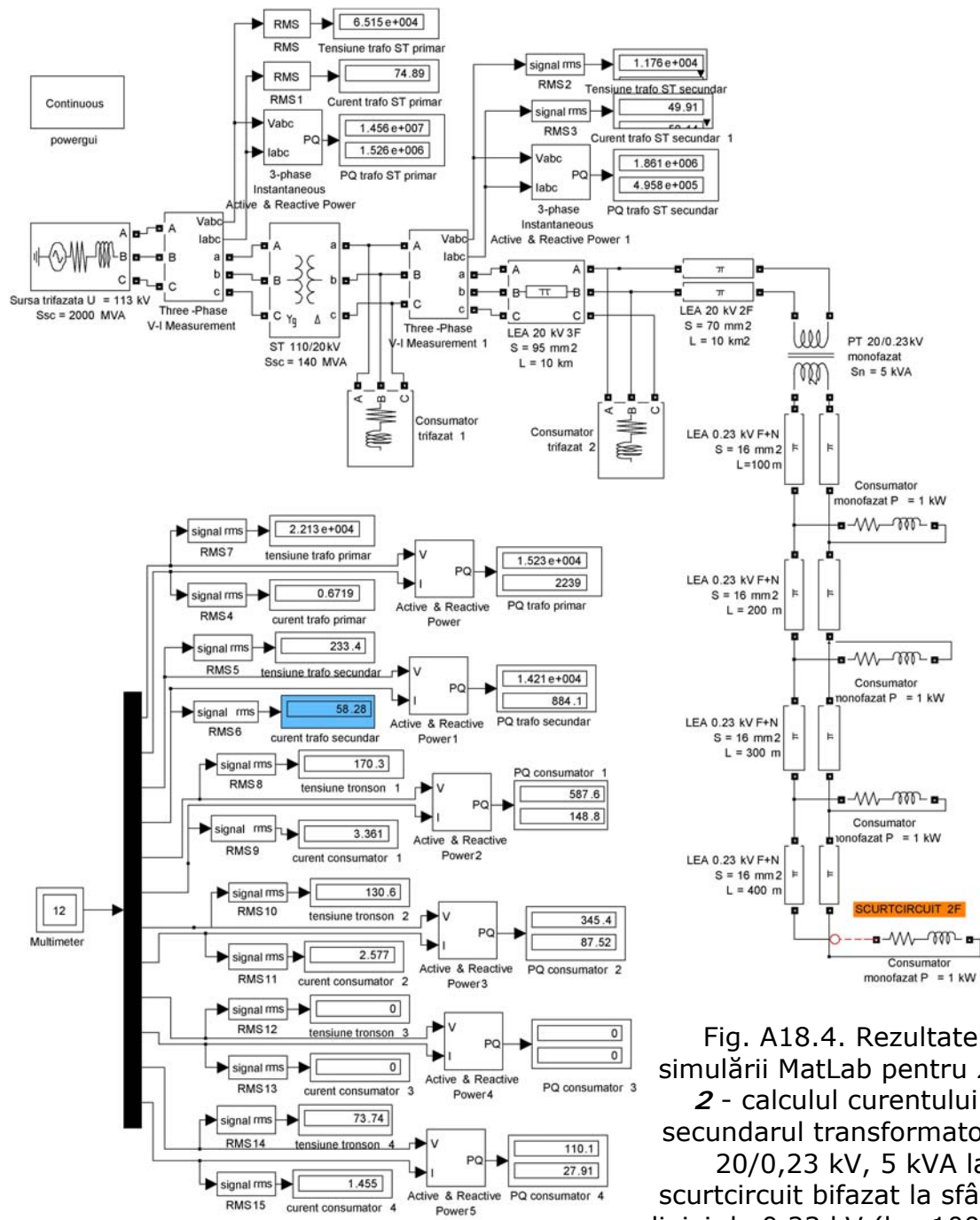


Fig. A18.4. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 2** - calculul curentului în secundarul transformatorului 20/0,23 kV, 5 kVA la scurtcircuit bifazat la sfârșitul liniei de 0,23 kV (l = 1000 m).

### Zona 3

Transformatorul din PT1 (parametrii echivalenti în unitati absolute):

$$S_n := 0.025 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 20 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 1 \text{ kV} \quad \text{usc} := 4 \% \quad \text{ig} := 1 \% \quad \text{pCun} := 0.7 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 0.14 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} RT_j &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n^2} & RT_j &= 1.12 \quad \Omega & RT_i &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n^2} & RT_i &= 448 \quad \Omega \\ XT_j &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & XT_j &= 1.6 \quad \Omega & XT_i &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & XT_i &= 640 \quad \Omega \\ GT_j &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} & GT_j &= 0.00014 \text{ S} & GT_i &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} & GT_i &= 3.5 \times 10^{-7} \text{ S} \\ BT_j &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unjt}^2} & BT_j &= 0.00025 \text{ S} & BT_i &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unit}^2} & BT_i &= 6.25 \times 10^{-7} \text{ S} \end{aligned}$$

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$\begin{aligned} R_{bjoasa} &:= \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & R_{binalta} &:= \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & L_{bjoasa} &:= \frac{R_{bjoasa}}{2\pi \cdot 50} \\ R_{bjoasa} &= 40 & R_{binalta} &= 16000 & L_{bjoasa} &= 0.12732 \\ L_{binalta} &:= \frac{R_{binalta}}{2\pi \cdot 50} & R_{urjoasa} &:= \frac{RT_j}{2R_{bjoasa}} & R_{urinalta} &:= \frac{RT_i}{2R_{binalta}} \\ L_{binalta} &= 50.92958 & R_{urjoasa} &= 0.014 \quad \text{u.r.} & R_{urinalta} &= 0.014 \quad \text{u.r.} \\ \\ L_{urjoasa} &:= \frac{XT_j}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{bjoasa}} & L_{urinalta} &:= \frac{XT_i}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{binalta}} \\ L_{urjoasa} &= 0.02 & L_{urinalta} &= 0.02 \\ R_{mag} &:= \frac{1}{GT_i} & L_{mag} &:= \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot BT_i} \\ R_{mag} &= 2.85714 \times 10^6 & L_{mag} &= 5092.95818 \\ R_{magur} &:= \frac{R_{mag}}{R_{binalta}} & L_{magur} &:= \frac{L_{mag}}{L_{binalta}} \\ R_{magur} &= 178.57143 \quad \text{u.r.} & L_{magur} &= 100 \quad \text{u.r.} \end{aligned}$$

Transformatorul din PT3 (parametrii echivalenti în unitati absolute):

$$S_n := 0.010 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 1 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 0.4 \text{ kV} \quad \text{usc} := 4 \% \quad \text{ig} := 1 \% \quad \text{pCun} := 0.360 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 0.060 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} RT_j &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n^2} & RT_j &= 0.576 \quad \Omega & RT_i &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n^2} & RT_i &= 3.6 \quad \Omega \\ XT_j &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & XT_j &= 0.64 \quad \Omega & XT_i &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & XT_i &= 4 \quad \Omega \\ GT_j &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} & GT_j &= 0.00038 \text{ S} & GT_i &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} & GT_i &= 0.00006 \text{ S} \\ BT_j &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unjt}^2} & BT_j &= 0.00063 \text{ S} & BT_i &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unit}^2} & BT_i &= 0.0001 \text{ S} \end{aligned}$$



Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$R_{bjoasa} := \frac{Unjt^2}{Sn} \quad R_{binalta} := \frac{Unit^2}{Sn} \quad L_{bjoasa} := \frac{R_{bjoasa}}{2\pi \cdot 50}$$

$$R_{bjoasa} = 16 \quad R_{binalta} = 100 \quad L_{bjoasa} = 0.05093$$

$$L_{binalta} := \frac{R_{binalta}}{2\pi \cdot 50} \quad R_{urjoasa} := \frac{RTj}{2R_{bjoasa}} \quad R_{urinalta} := \frac{RTi}{2R_{binalta}}$$

$$L_{binalta} = 0.31831 \quad R_{urjoasa} = 0.018 \quad \text{u.r.} \quad R_{urinalta} = 0.018 \quad \text{u.r.}$$
  

$$L_{urjoasa} := \frac{XTj}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{bjoasa}} \quad L_{urinalta} := \frac{XTi}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{binalta}}$$

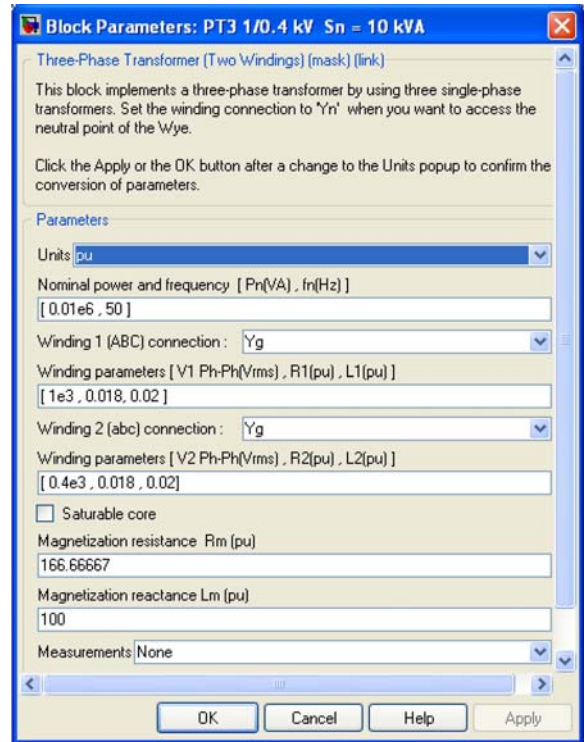
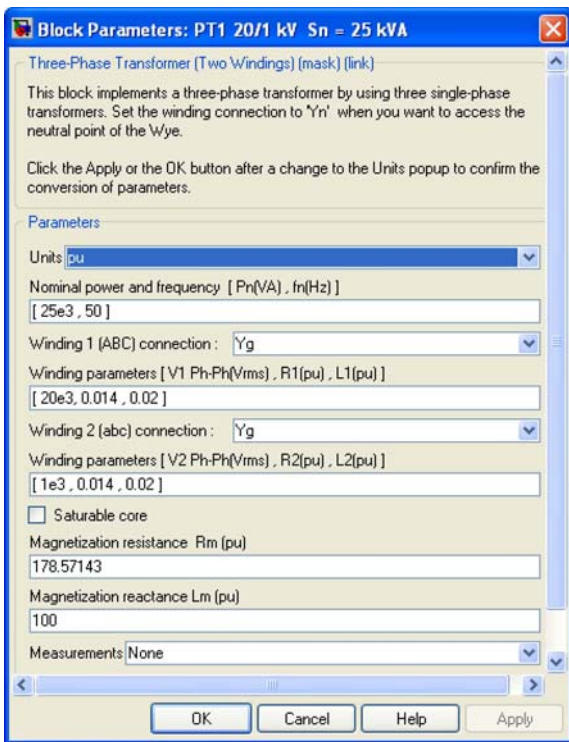
$$L_{urjoasa} = 0.02 \quad L_{urinalta} = 0.02$$

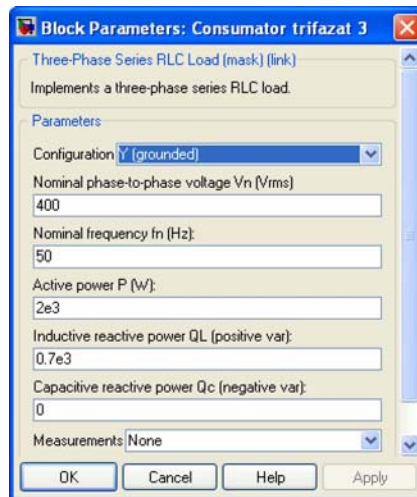
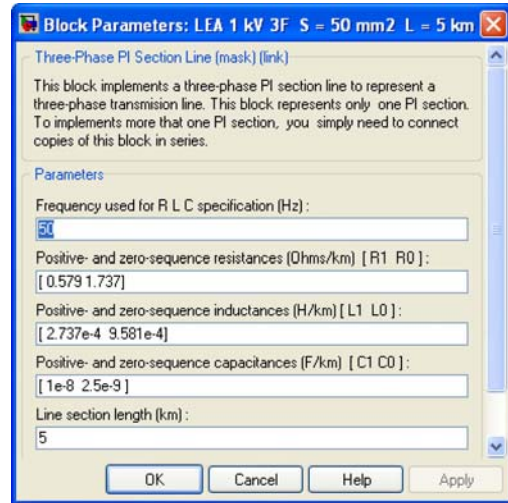
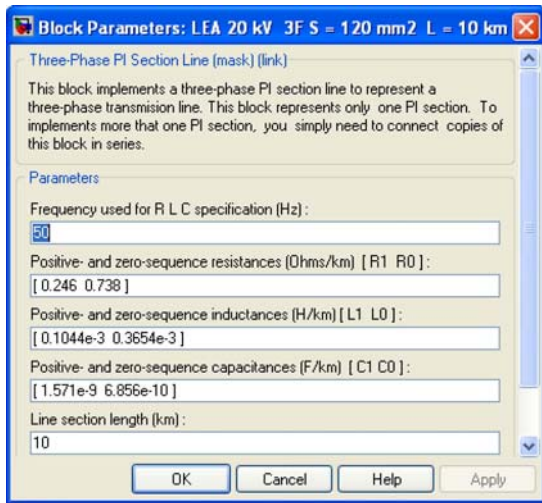
$$R_{mag} := \frac{1}{GTi} \quad L_{mag} := \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot BTi}$$

$$R_{mag} = 16666.66667 \quad L_{mag} = 31.83099$$

$$R_{magur} := \frac{R_{mag}}{R_{binalta}} \quad L_{magur} := \frac{L_{mag}}{L_{binalta}}$$

$$R_{magur} = 166.66667 \quad \text{u.r.} \quad L_{magur} = 100 \quad \text{u.r.}$$







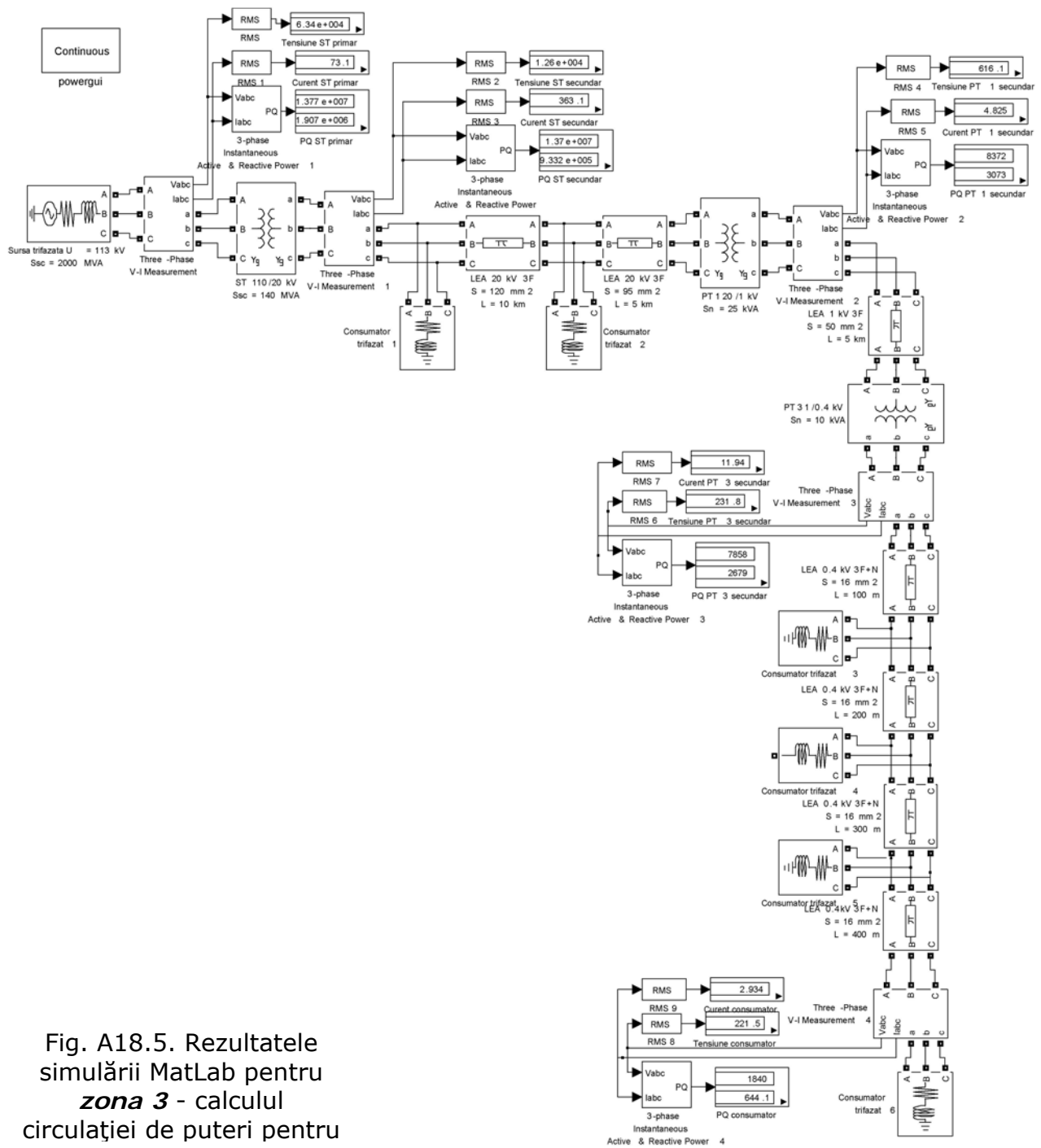


Fig. A18.5. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 3** - calculul circulației de puteri pentru

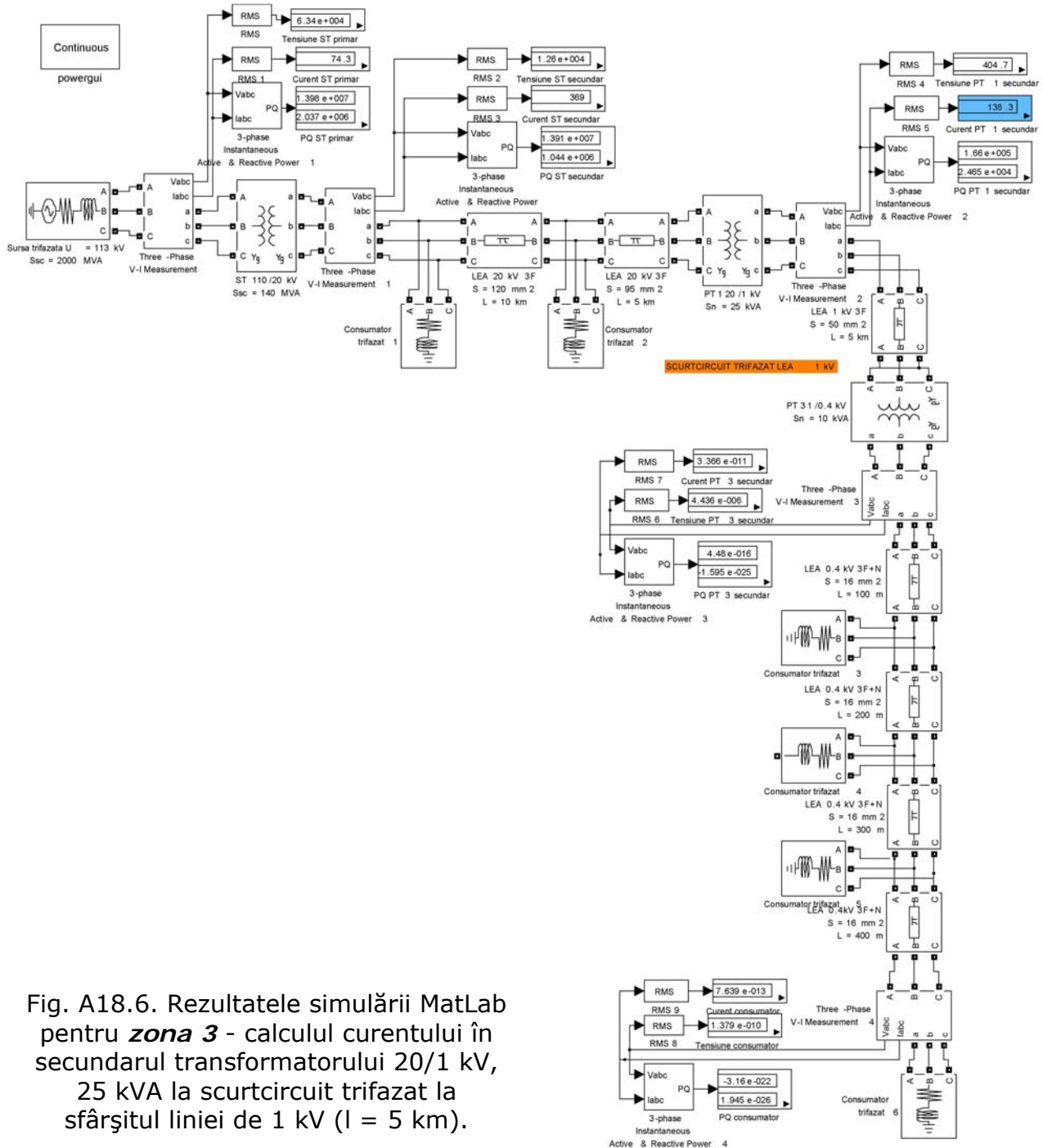


Fig. A18.6. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 3** - calculul curentului în secundarul transformatorului 20/1 kV, 25 kVA la scurtcircuit trifazat la sfârșitul liniei de 1 kV (l = 5 km).

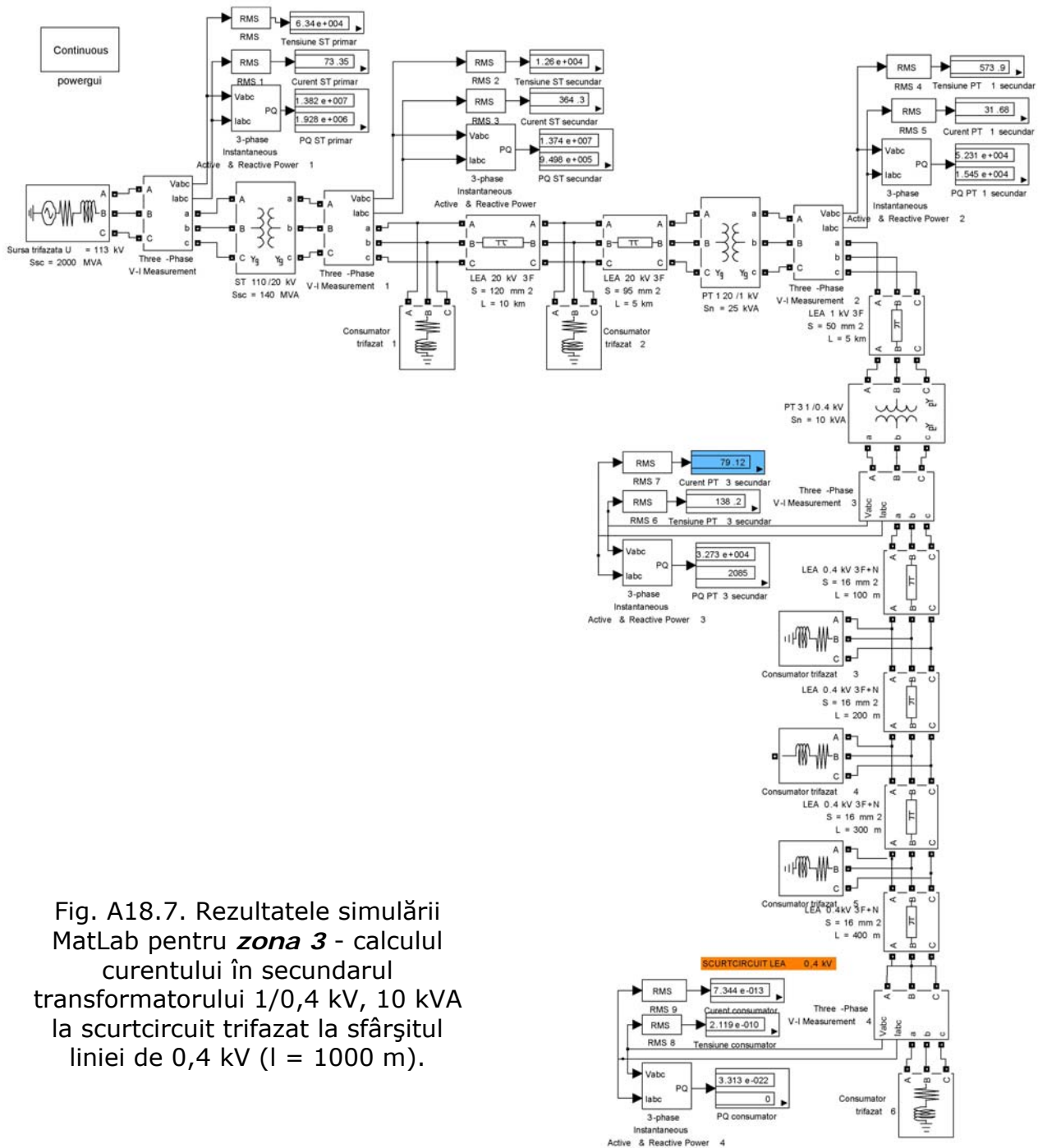


Fig. A18.7. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 3** - calculul curentului în secundarul transformatorului 1/0,4 kV, 10 kVA la scurtcircuit trifazat la sfârșitul liniei de 0,4 kV (l = 1000 m).

## Zona 4

Transformatorul din PT1 (parametrii echivalenti în unitati absolute):

$$S_n := 0.063 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 20 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 0.4 \text{ kV} \quad \text{usc} := 4 \% \quad \text{ig} := 2.9 \% \quad \text{pCun} := 1.3580 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 0.25 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} RT_j &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n^2} & RT_j &= 0.05474 \quad \Omega & RT_i &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n^2} & RT_i &= 136.86067 \quad \Omega \\ XT_j &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & XT_j &= 0.10159 \quad \Omega & XT_i &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & XT_i &= 253.96825 \quad \Omega \\ GT_j &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} & GT_j &= 0.00156 \quad \text{S} & GT_i &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} & GT_i &= 6.25 \times 10^{-7} \quad \text{S} \\ BT_j &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unjt}^2} & BT_j &= 0.01142 \quad \text{S} & BT_i &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unit}^2} & BT_i &= 4.5675 \times 10^{-6} \quad \text{S} \end{aligned}$$

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$\begin{aligned} R_{bjoasa} &:= \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & R_{binalta} &:= \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & L_{bjoasa} &:= \frac{R_{bjoasa}}{2\pi \cdot 50} \\ R_{bjoasa} &= 2.53968 & R_{binalta} &= 6349.20635 & L_{bjoasa} &= 0.00808 \\ L_{binalta} &:= \frac{R_{binalta}}{2\pi \cdot 50} & R_{urjoasa} &:= \frac{RT_j}{2R_{bjoasa}} & R_{urinalta} &:= \frac{RT_i}{2R_{binalta}} \\ L_{binalta} &= 20.21015 & R_{urjoasa} &= 0.01078 \quad \text{u.r.} & R_{urinalta} &= 0.01078 \quad \text{u.r.} \\ \\ L_{urjoasa} &:= \frac{XT_j}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{bjoasa}} & L_{urinalta} &:= \frac{XT_i}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{binalta}} \\ L_{urjoasa} &= 0.02 & L_{urinalta} &= 0.02 \\ R_{mag} &:= \frac{1}{GT_i} & L_{mag} &:= \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot BT_i} \\ R_{mag} &= 1.6 \times 10^6 & L_{mag} &= 696.90178 \\ R_{magur} &:= \frac{R_{mag}}{R_{binalta}} & L_{magur} &:= \frac{L_{mag}}{L_{binalta}} \\ R_{magur} &= 252 \quad \text{u.r.} & L_{magur} &= 34.48276 \quad \text{u.r.} \end{aligned}$$

Transformatorul din PT2 (parametrii echivalenti în unitati absolute):

$$S_n := 0.025 \text{ MVA} \quad \text{Unit} := 0.4 \text{ kV} \quad \text{Unjt} := 1 \text{ kV} \quad \text{usc} := 4 \% \quad \text{ig} := 1 \% \quad \text{pCun} := 0.6 \text{ kW} \quad \text{pFen} := 0.1 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} RT_j &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n^2} & RT_j &= 0.96 \quad \Omega & RT_i &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n^2} & RT_i &= 0.1536 \quad \Omega \\ XT_j &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{S_n} & XT_j &= 1.6 \quad \Omega & XT_i &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{S_n} & XT_i &= 0.256 \quad \Omega \\ GT_j &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} & GT_j &= 0.0001 \quad \text{S} & GT_i &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} & GT_i &= 0.00063 \quad \text{S} \\ BT_j &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unjt}^2} & BT_j &= 0.00025 \quad \text{S} & BT_i &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{S_n}{\text{Unit}^2} & BT_i &= 0.00156 \quad \text{S} \end{aligned}$$

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$R_{bjoasa} := \frac{U_{njt}^2}{S_n} \quad R_{binalta} := \frac{Unit^2}{S_n} \quad L_{bjoasa} := \frac{R_{bjoasa}}{2\pi \cdot 50}$$

$$R_{bjoasa} = 40 \quad R_{binalta} = 6.4 \quad L_{bjoasa} = 0.12732$$

$$L_{binalta} := \frac{R_{binalta}}{2\pi \cdot 50} \quad R_{urjoasa} := \frac{RT_j}{2R_{bjoasa}} \quad R_{urinalta} := \frac{RT_i}{2R_{binalta}}$$

$$L_{binalta} = 0.02037 \quad R_{urjoasa} = 0.012 \quad \text{u.r.} \quad R_{urinalta} = 0.012 \quad \text{u.r.}$$
  

$$L_{urjoasa} := \frac{XT_j}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{bjoasa}} \quad L_{urinalta} := \frac{XT_i}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L_{binalta}}$$

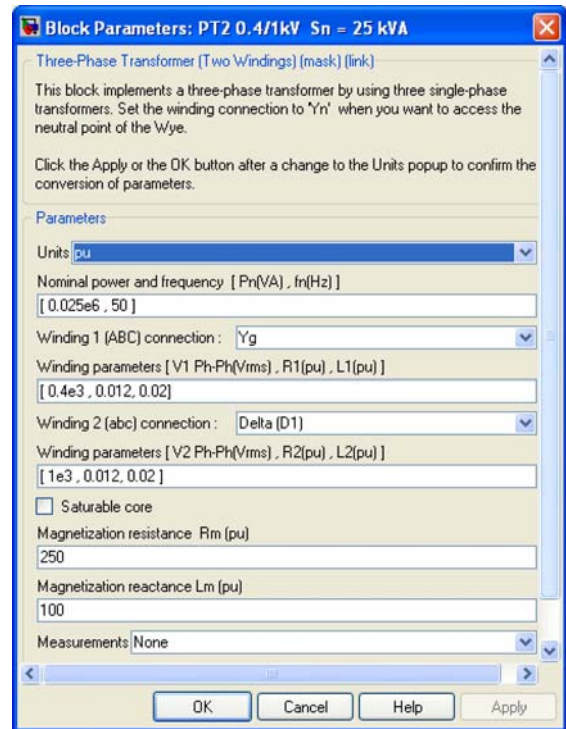
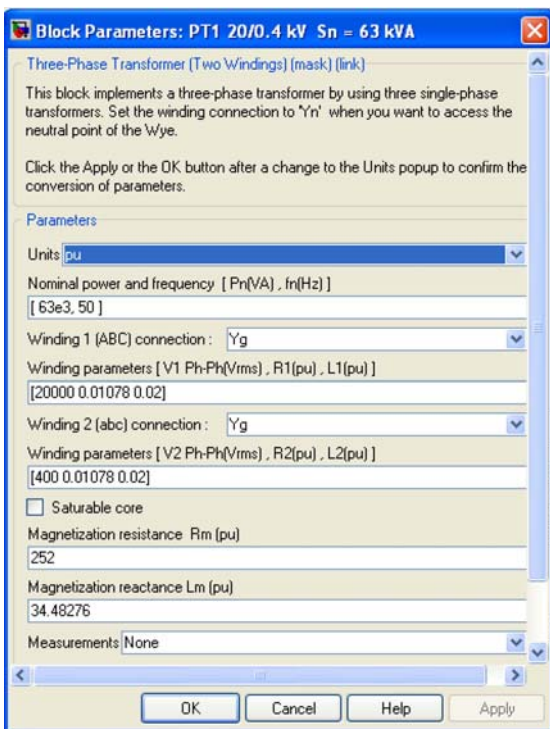
$$L_{urjoasa} = 0.02 \quad L_{urinalta} = 0.02$$
  

$$R_{mag} := \frac{1}{GT_i} \quad L_{mag} := \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot BT_i}$$

$$R_{mag} = 1600 \quad L_{mag} = 2.03718$$
  

$$R_{magur} := \frac{R_{mag}}{R_{binalta}} \quad L_{magur} := \frac{L_{mag}}{L_{binalta}}$$

$$R_{magur} = 250 \quad \text{u.r.} \quad L_{magur} = 100 \quad \text{u.r.}$$



Transformatorul din PT3 (parametrii echivalenti în unitati absolute):

$S_n := 0.003 \text{ MVA}$     $\text{Unit} := 1 \text{ kV}$     $\text{Unjt} := 0.4 \text{ kV}$     $\text{usc} := 4 \%$     $\text{ig} := 1 \%$     $\text{pCun} := 0.15 \text{ kW}$     $\text{pFen} := 0.02 \text{ kW}$

$$\begin{aligned} \text{RTj} &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{\text{Sn}^2} & \text{RTj} &= 2.66667 \quad \Omega & \text{RTi} &:= \frac{\text{pCun}}{1000} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{\text{Sn}^2} & \text{RTi} &= 16.66667 \quad \Omega \\ \text{XTj} &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unjt}^2}{\text{Sn}} & \text{XTj} &= 2.13333 \quad \Omega & \text{XTi} &:= \frac{\text{usc}}{100} \cdot \frac{\text{Unit}^2}{\text{Sn}} & \text{XTi} &= 13.33333 \quad \Omega \\ \text{GTj} &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unjt}^2} & \text{GTj} &= 0.00013 \quad \text{S} & \text{GTi} &:= \frac{\text{pFen}}{1000} \cdot \frac{1}{\text{Unit}^2} & \text{GTi} &= 0.00002 \quad \text{S} \\ \text{BTj} &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{\text{Sn}}{\text{Unjt}^2} & \text{BTj} &= 0.00019 \quad \text{S} & \text{BTi} &:= \frac{\text{ig}}{100} \cdot \frac{\text{Sn}}{\text{Unit}^2} & \text{BTi} &= 0.00003 \quad \text{S} \end{aligned}$$

Parametrii în unitati relative pentru MatLab

$$\begin{aligned} \text{Rbjoasa} &:= \frac{\text{Unjt}^2}{\text{Sn}} & \text{Rbinalta} &:= \frac{\text{Unit}^2}{\text{Sn}} & \text{Lbjoasa} &:= \frac{\text{Rbjoasa}}{2\pi \cdot 50} \\ \text{Rbjoasa} &= 53.33333 & \text{Rbinalta} &= 333.33333 & \text{Lbjoasa} &= 0.16977 \\ \text{Lbinalta} &:= \frac{\text{Rbinalta}}{2\pi \cdot 50} & \text{Rurjoasa} &:= \frac{\text{RTj}}{2\text{Rbjoasa}} & \text{Rurinalta} &:= \frac{\text{RTi}}{2\text{Rbinalta}} \\ \text{Lbinalta} &= 1.06103 & \text{Rurjoasa} &= 0.025 \quad \text{u.r.} & \text{Rurinalta} &= 0.025 \quad \text{u.r.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Lurjoasa} &:= \frac{\text{XTj}}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot \text{Lbjoasa}} & \text{Lurinalta} &:= \frac{\text{XTi}}{2 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot \text{Lbinalta}} \end{aligned}$$

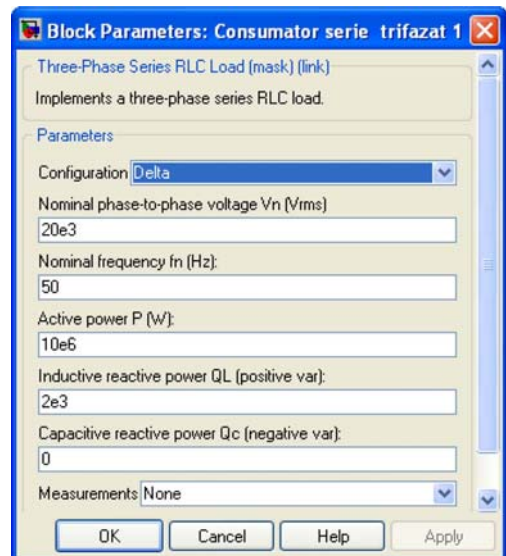
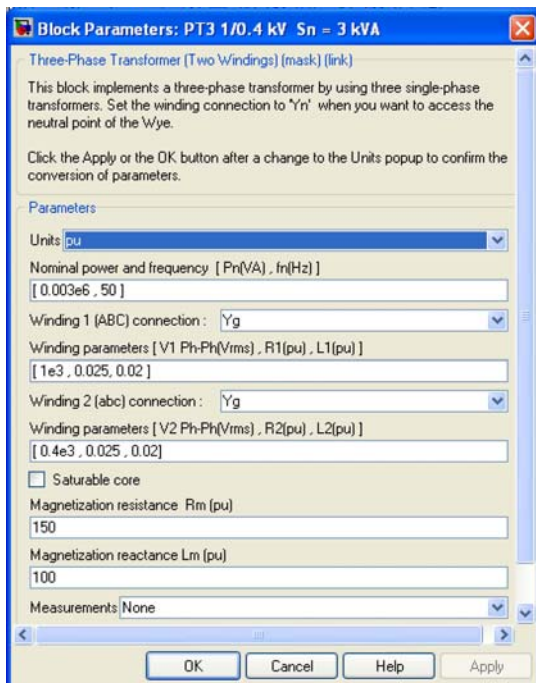
$$\text{Lurjoasa} = 0.02 \qquad \text{Lurinalta} = 0.02$$

$$\begin{aligned} \text{Rmag} &:= \frac{1}{\text{GTi}} & \text{Lmag} &:= \frac{1}{2\pi \cdot 50 \cdot \text{BTi}} \end{aligned}$$

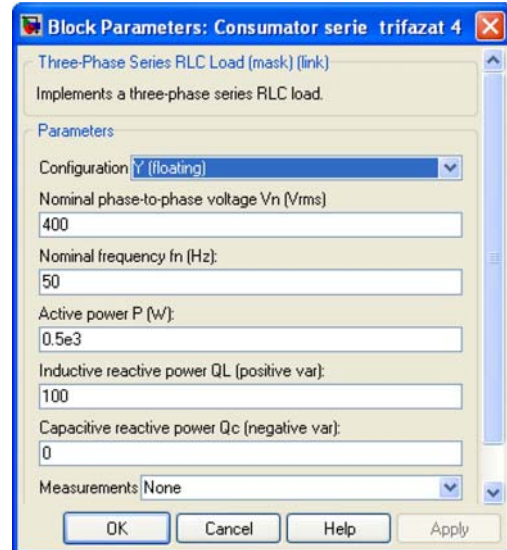
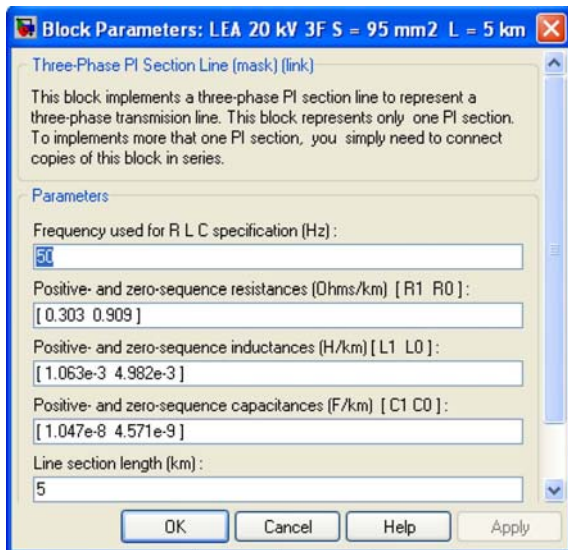
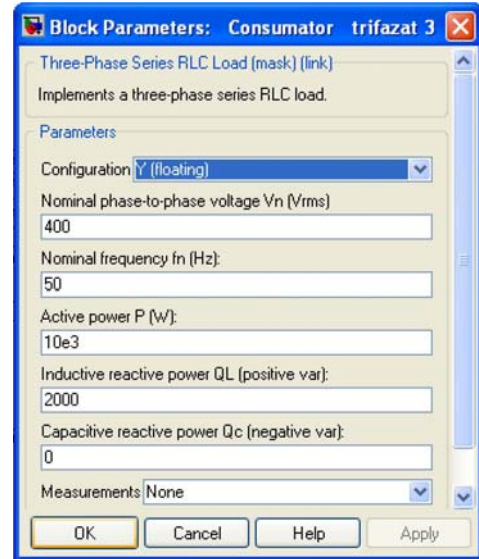
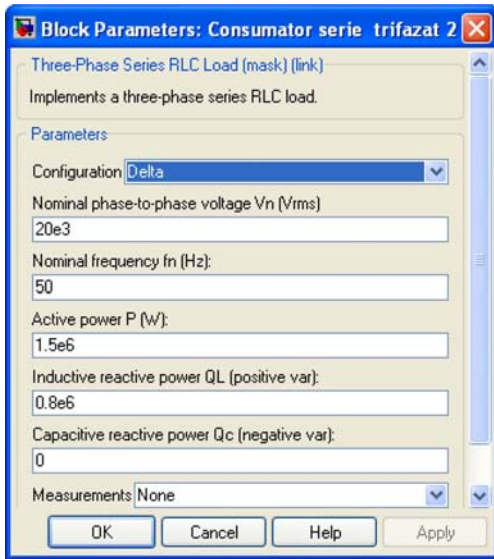
$$\text{Rmag} = 50000 \qquad \text{Lmag} = 106.1033$$

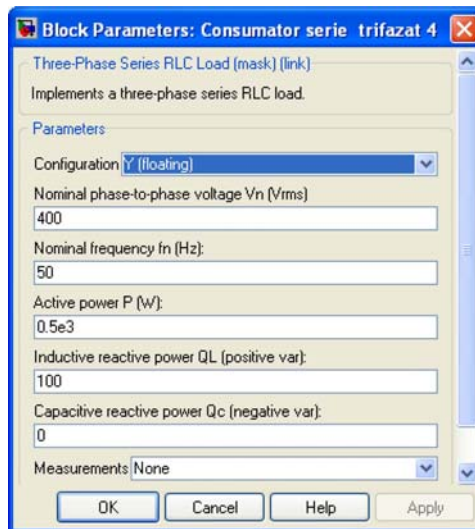
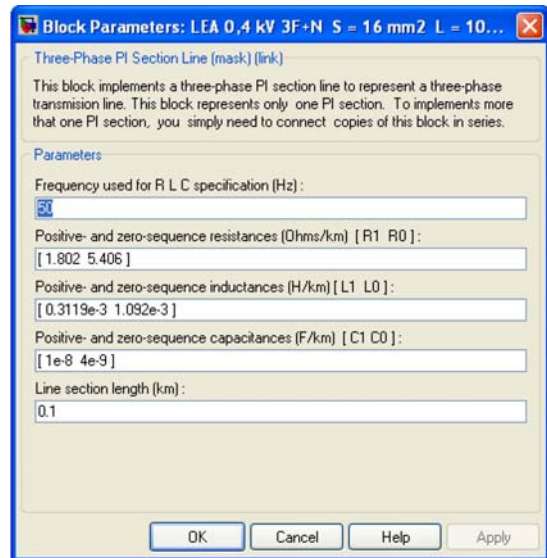
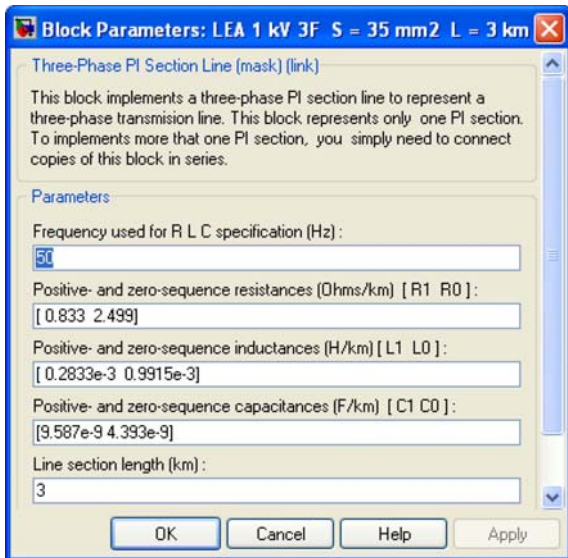
$$\begin{aligned} \text{Rmagur} &:= \frac{\text{Rmag}}{\text{Rbinalta}} & \text{Lmagur} &:= \frac{\text{Lmag}}{\text{Lbinalta}} \end{aligned}$$

$$\text{Rmagur} = 150 \quad \text{u.r.} \qquad \text{Lmagur} = 100 \quad \text{u.r.}$$











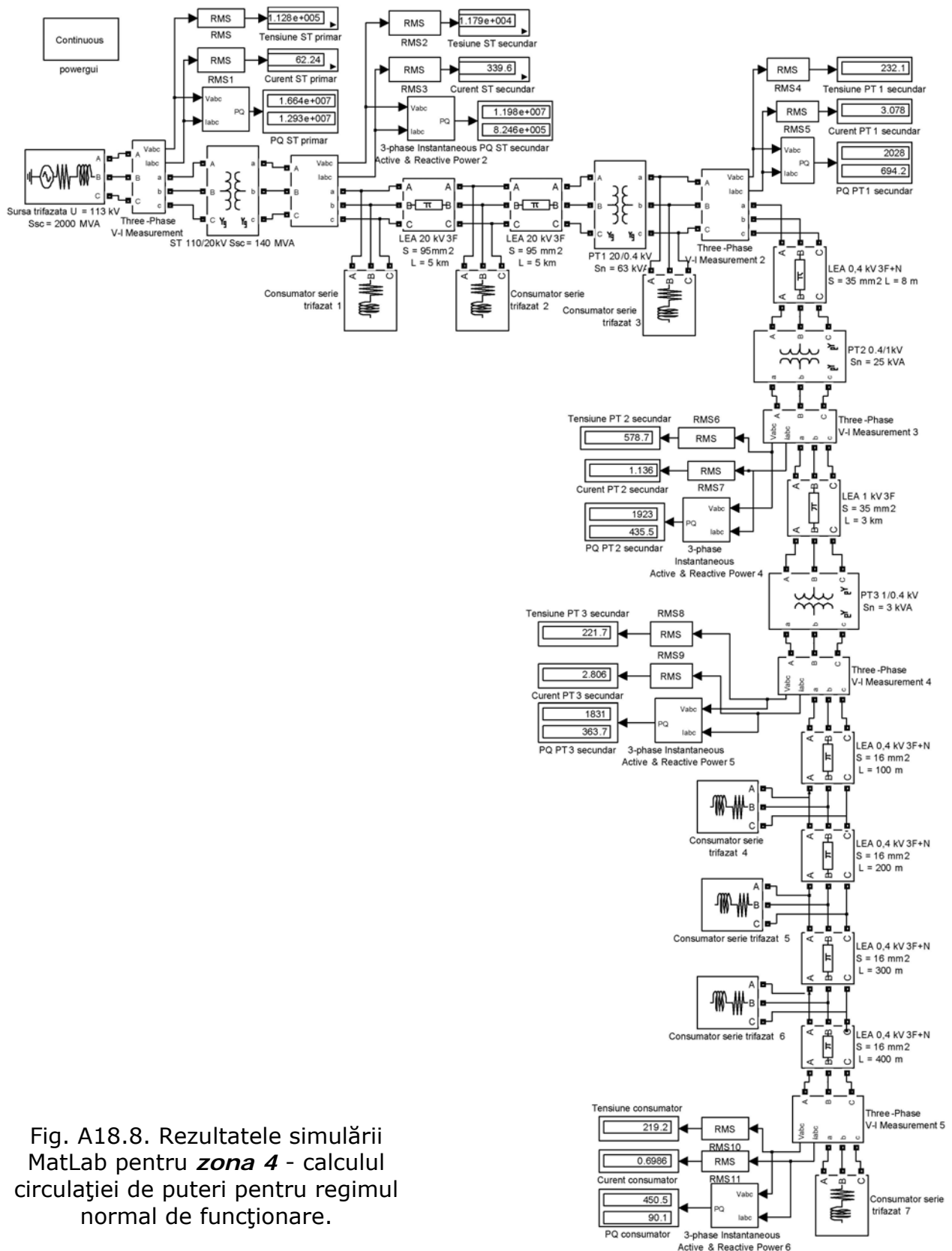


Fig. A18.8. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 4** - calculul circulației de puteri pentru regimul normal de funcționare.

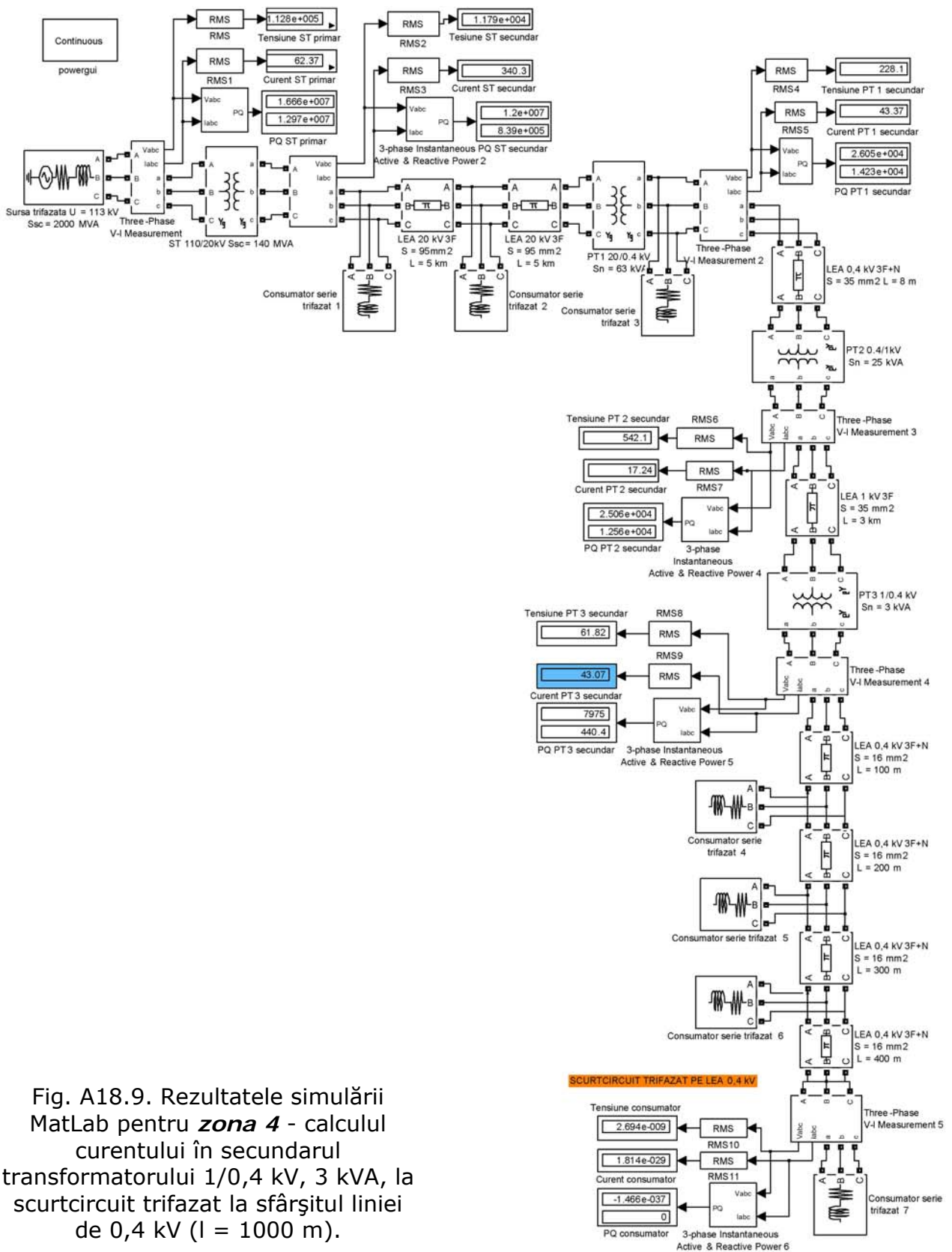


Fig. A18.9. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 4** - calculul curentului în secundarul transformatorului 1/0,4 kV, 3 kVA, la scurtcircuit trifazat la sfârșitul liniei de 0,4 kV (l = 1000 m).

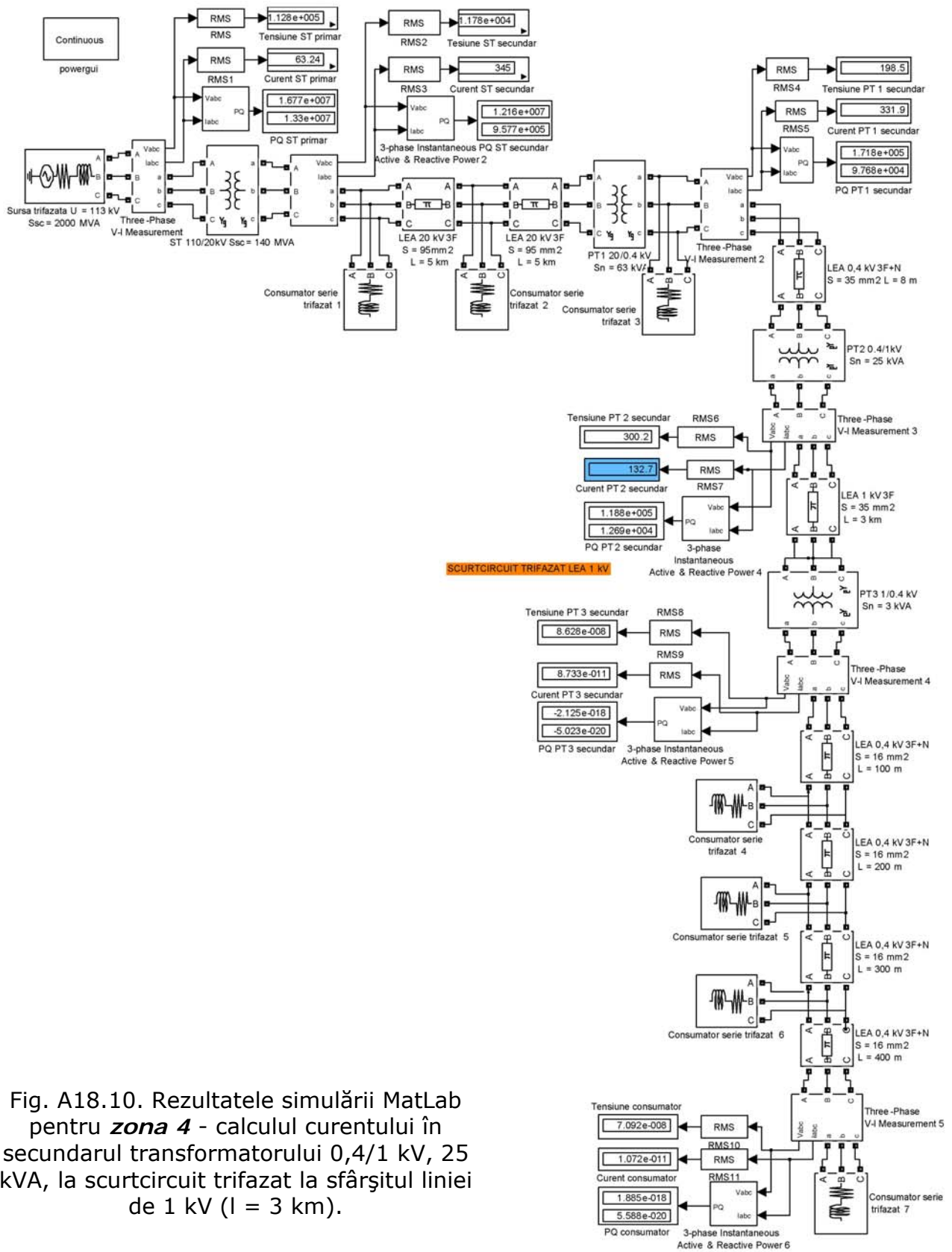


Fig. A18.10. Rezultatele simulării MatLab pentru **zona 4** - calculul curentului în secundarul transformatorului 0,4/1 kV, 25 kVA, la scurtcircuit trifazat la sfârșitul liniei de 1 kV (l = 3 km).

**Releul maximal de curent cu caracteristică de timp de acționare  
invers dependentă de curentul de defect - tip RMCTI –  
- instrucțiuni de montare și verificare -**

### **1. Instrucțiuni de montare**

Releele RMCTI echipează blocurile BPCS-3(1). Ele se prind de șasiul BPCS-3 prin intermediul a 4 șuruburi M 4x30. Între șasiu și cutia releului există 4 garnituri de cauciuc cu rol de preluare a șocurilor mecanice din timpul transportului.

Interconectarea releului RMCTI cu echipamentul aferent blocurilor BPCS-3(1) se face conform schemei din prospectul releului.

### **2. Verificări la punerea în funcțiune**

Verificările la punerea în funcțiune cuprind două faze distincte :

- Verificări în laborator;
- Verificări pe teren (la locul de montaj).

#### **2.1. Verificări în laborator**

Se execută pentru RCATI în ansamblu cu traductorul de curent Tc-PMCTI.

##### 2.1.1. Pregătirea lucrului

Pentru executarea verificărilor în laborator sunt necesare :

- Sursă de tensiune trifazată cu nul accesibil 3x380V, 50 Hz, minim 250 VA;
- Sursă de tensiune monofazată 220 V, 50 Hz; minim 2000 VA;
- Autotransformator ATR-8;
- Trusă volt-ampermetrică (tip ICEMENERG);
- Trusă de curent (tip ICEMENERG);
- Cronometru cu rezoluție zecimi de secundă;
- Sursă adecvată pentru alimentarea cronometrului;
- Înterruptor USOL-100 A cu tensiunea nominală DD 220 Vcc, dotat cu bloc de contacte auxiliare
- Traductor de curent tip Tc-PMCTI
- Multimetre specifice laboratoarelor PRM;
- Ampermetre cu domeniul de măsură în curent alternativ  $0 \div 150$  A; 50 Hz;
- Aparatură pentru măsurarea rezistenței de izolație
- Aparatură specifică pentru separarea vizibilă a montajului de surse (hebluri trifazate și monofazate);

### 2.1.2. Măsurile de securitate a muncii

- Montajul se va realiza în locuri degajate. Se va îngrădi zona de lucru, în interiorul îngrădirii pe timpul verificărilor fiind numai electricianul care execută probele;
- Se vor realiza toate legările la nulul de protecție a aparatajului prevăzut cu borne de legare la pământ;
- Alimentarea montajului se va face numai după realizarea lui în întregime;
- Este interzisă orice intervenție fizică pentru modificarea montajului acesta fiind alimentat. Montajul se consideră alimentat când este conectat la cel puțin o sursă;
- Orice modificare în montaj se poate face numai după ce se execută următoarele:
  - Se separă vizibil de toate sursele de alimentare exterioare;
  - Se aduc la zero toate sursele reglabile interne;
  - Se pun în scurtcircuit bornele 20-24 cu ajutorul unui cordon izolat prevăzut la cele 2 capete cu borne, timp de 8-10 secunde pentru descărcarea capacității din interiorul releului RMCTI;
  - Se verifică lipsa tensiunii continue [borna 20 (+)] [borna 14 (-)]

### **ATENȚIE !**

- ***După fiecare probă efectuată se deconectează montajul de la toate sursele externe. Montajul se va considera în stare nealimentat numai după descărcarea capacității 2x100  $\mu$ F din interiorul releului, prin procedeul descris anterior;***
- ***Descărcarea capacității, releul fiind alimentat la bornele 14-15, 16, 17, cu tensiunea 3x220 V c.a., duce la distrugerea releului.***

### 2.1.3. Lista verificărilor de laborator

- A - verificări mecanice;
- B - verificarea rezistenței de izolație;
- C - verificarea semnalizărilor releului;
- D - verificarea curentului de acționare;
- E - verificarea coeficientului de revenire;
- F - verificarea caracteristicii timp de acționare-curent primar  $t_{act} = f(I_p)$ ;
- G - verificarea timp acționare releu la o punere la pământ pe LEA 1 kV.

#### A - Verificări mecanice

Releul are capacul și baza detașate de la cutie. Se verifică :

- Prezența garniturilor între cutie și bază și între capac și cutie;
- Strângerea montajului de baza releului;
- Strângerea plăcii frontale în prezoane;

B - Verificarea rezistenței de izolație

Rezistența de izolație se verifică cu megohmetrul de 500 V după cum urmează:

- Toate bornele releului legate împreună și șuruburile de fixare a montajului de placa de bază;
- Toate bornele releului legate împreună și șuruburile de fixare a plăcii frontale

Rezistența de izolație trebuie să aibă valoarea

$$R_{iz.} \geq 20 \text{ M}\Omega$$

Observații : După executarea verificărilor de la 3.1.2.1 și 3.1.2.2. releul se închide.

C - Verificarea semnalizărilor releului

a) releul alimentat cu tensiunea nominală la bornele 14,15,16,17 și întreruptorul de j.t. declanșat trebuie să prezinte următoarele semnalizări :

- $L_R$  ;  $L_S$  ;  $L_T$  -de culoare roșie, aprinse;
- LED "USOL decl" - de culoare verde, aprins;

b) releul alimentat cu tensiunea nominală la bornele 14,15,16,17 și întreruptorul de j.t. anclanșat trebuie să prezinte următoarele semnalizări :

- $L_R$ ;  $L_S$ ;  $L_T$  - de culoare roșie, aprins;
- LED "USOL decl" - de culoare verde, stins;

D - Verificarea curentului de declanșare

Se verifică curentul de acționare reglat pentru fiecare fază. Numai pentru valoarea cu care acesta va intra în instalație. Releul este alimentat cu tensiune operativă 3x220 V, 50 Hz la bornele 14,15,16,17.

a) valoarea curentului primar de acționare trebuie să se încadreze în limitele :

$$0,9 \times I_r \leq I_{act} \leq 1,05 \times I_r$$

E - Verificarea coeficientului de revenire

După verificarea curentului primar de acționare pentru fiecare fază se determină și valoarea curentului primar de revenire.

a) valoarea coeficientului de revenire pentru toate cele trei faze trebuie să fie:  $K_{rev} \geq 0,8$

F - Verificarea caracteristicii de acționare curent primar ( $t_{act} = f[I_p]$ )

Se face pentru una din faze numai pentru caracteristica cu care releul va intra în instalație. Releul este alimentat cu tensiunea operativă 3x380 V, 50 Hz la bornele 14,15,16,17.

- a) caracteristica de acționare "timp de acționare funcție de curent primar" ( $t_{act} = f[I_p]$ ) trebuie să se încadreze în limitele specificate în tabelul de mai jos:

Poziție		Limitele timpilor de acționare ai releului (secunde)						
K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>	I = I <sub>r</sub> = 1 ÷ 1,1 I <sub>act</sub>		I = 2I <sub>r</sub>		I = 3I <sub>r</sub>		I = 5I <sub>r</sub>
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	
8	8	4,5	6	0,96	1,44	0,48	0,72	≤ 0,5
0	1	7,5	10	1,6	2,4	0,72	0,9	≤ 0,6
8	9	10	13	2,1	3,1	0,9	1,2	≤ 0,65
1	2	13	16	2,5	3,5	1	1,4	≤ 0,7
1	3	17	23	3,5	5,3	1,45	1,8	≤ 0,75
2	4	25	32	4,6	6,8	2	2,4	≤ 0,8
2	5	32	39	5,8	8	2,3	2,7	≤ 0,85
3	6	37	45	7	9	2,7	3,3	≤ 0,9
3	7	43	51	8,2	10,5	3	3,6	≤ 0,95
4	0	50	62	10,5	14	3,6	4,2	≤ 1
4	1	55	68	11	15	3,9	4,5	≤ 1,05
5	2	60	75	13	16	4,2	5	≤ 1,1
5	3	68	80	14,5	17	4,5	5,3	≤ 1,15
6	4	75	90	15,5	18	5	5,8	≤ 1,20
6	5	80	95	17	19	5,4	6,2	≤ 1,25
7	6	90	105	18,5	21	5,9	7,5	≤ 1,30
7	7	95	115	19,5	22	6,2	8,2	≤ 1,5

## 2.2. Verificări pe teren

Instalația fiind scoasă de sub tensiune, strict în următoarea ordine se execută:

1. Se extrag siguranțele S1, S2, S3, S4 aferente circuitelor secundare, lumină și priză.
2. Se face legătura galvanică cu un cordon izolat și sonde adecvate între bornele 20 și 24 timp de 10-12 secunde. Se măsoară nivelul tensiunii continue borna 20(+) borna 14(-).
3. Numai după luarea măsurilor de mai sus se trece la schimbarea (montarea) releului RMCTI-3 în BPCS-3.
4. Este interzisă descărcarea condensatorului din RMCTI-3 releul fiind alimentat

Verificări care se execută pe teren :

După terminarea lucrărilor și retragerea personalului se repune instalația sub tensiune verificându-se:

- Prezența tensiunilor pe cele trei faze;



- Semnalizările optice ale RMCTI cu USOL 100 deconectat trebuie să fie:
  - a)  $L_R$ ;  $L_S$ ;  $L_T$  de culoare roșie, aprinse;
  - b) LED "USOL decl." de culoare verde, aprins;
- Semnalizările optice ale RMCTI cu USOL 100 A conectat trebuie să fie :
  - a)  $L_R$ ;  $L_S$ ;  $L_T$  de culoare roșie, aprinse;
  - b) LED "USOL decl." de culoare verde, stins;

### 3. Verificările periodice

Verificările periodice se efectuează odată la 6 luni. Se verifică:

- a) semnalizările optice ale RMCTI-1 cu USOL 100 declanșat trebuie să fie:
  - $L_R$ ;  $L_S$ ;  $L_T$  de culoare roșie, aprinse;
  - LED "USOL decl." De culoare verde, aprins;
- b) semnalizările optice ale RMCTI cu USOL 100 anclanșat trebuie să fie :
  - $L_R$ ;  $L_S$ ;  $L_T$  de culoare roșie, aprinse;
  - LED "USOL decl." De culoare verde, stins;

### 4. Verificări individuale ale traductorului special de curent $T_c$ - PMCTI

Aptitudinile funcționale s-au verificat simulând condițiile reale de funcționare respectiv în secundarul traductorului de curent a fost racordat releul RMCTI.

Verificarea valorii tensiunii la bornele releului măsură curent aferent RCMTI se face pentru valori ale curentului primar:  $I_p = I_r$ ;  $1,5I_r$ ,  $2I_r$ ,  $2,5I_r$ ,  $3I_r$ ,  $3,5I_r$ ,  $4I_r$ ,  $5I_r$ , valorile impuse fiind cele din tabelul de mai jos:

$I_p$ curentul primar exprimat ca multiplu $I_r$	U tensiunea la bornele releului [V]
$1 I_r$	39-43
$1,5 I_r$	53,5-58,8
$2 I_r$	67,5-74,5
$2,5 I_r$	78,8-87
$3 I_r$	88,5-97,5
$3,5 I_r$	97-107
$4 I_r$	104-114
$5 I_r$	116-128



**Anexa 20**

**Releu homopolar pentru protecția împotriva punerilor la pământ  
monofazate pe linii electrice aeriene de 1 kV, construite cu  
conductoare izolate torsadate  
- tip RHPP-1 -  
- instrucțiuni de exploatare -**

Reguli de exploatare a releului RHPP-1:

1. Tensiunile la bornele releului primar RHPP-1 cu instalația sub tensiune sunt :
  - 1000 V c.a.; 50 Hz - între bornele 14-16-18;
  - 350 V c.c. - bornele (12-13) cu polaritatea (+) și polaritatea (-) construcția metalică;
2. Lucrările la și în cutia de secționare se pot executa numai cu scoaterea instalației de sub tensiune, conform normelor specifice de protecție a muncii în vigoare;
3. Lucrările la cutia de secționare a LEA 1 kV se execută în baza instrucțiunii elaborate de proiectantul instalației și indicațiilor producătorului de aparataj;
4. Lucrările pot fi executate numai de personal autorizat, dotat cu echipament de protecție și indicatoare de tensiune adecvate tensiunilor nominale ale instalației:
  - 1000 V curent alternativ; 50 Hz;
  - 350 V curent continuu.
5. Încălcarea prezentelor prescripții conduce la creșterea riscului de electrocutare !.

**Este de asemenea important de reținut:**

1. Sursa tensiunii de 350 V c.c. este releul RMCTI-3 (U 301) aferent BPCS-3. Anularea tensiunii continue (descărcarea unui condensator din RMCTI) se face din BPCS-3 cu respectarea cu strictețe a instrucțiunilor de exploatare a BPCS-3;
2. Dezlegarea cablului de la bornele 12-13 ale releului RHPP trebuie urmată de izolarea capetelor acestuia față de construcția metalică și între ele;
3. Verificările de izolație ale transformatorului de forță și a LEA 1 kV se pot face numai după desfacerea legăturilor releului RHPP de la linia de 1 kV. Efectuarea probelor cu releul conectat duce la distrugerea acestuia;

4. Asupra releului RHPP-1 montat în instalație, se poate face numai proba de măsurare a rezistenței de izolație după cum urmează:

- Între bornele (14-16-18-20) legate împreună și construcția metalică  $R_{iz} \geq 5 \text{ M}\Omega$
- Între bornele (14-16-18-20) legate împreună și unul din șuruburile de fixare capac releu RHPP :  $R_{iz} \geq 5 \text{ M}\Omega$

Observație: **Rezistența de izolație măsurată între alte borne duce la distrugerea releului !**

Semnalizările releului RHPP-1:

- **Verde** - *linie 1 kV sub tensiune - releu alimentat!*
- **Roșu** (mai mult de 20 secunde)
  - *punere la pământ pe LEA 1 kV și refuz de declanșare USOL-100 !*  
sau
  - *releu RMCTI-3 aferent BPCS-3 defect !*

**Anexa 21****Bloc de protecție pentru comanda secționărilor liniilor electrice aeriene lungi de joasă tensiune, protecția liniilor și a posturilor de transformare aferente****- tip B.P.C.S –  
- instrucțiuni de montare și verificare -****1. Instrucțiuni de montare**

Blocul de protecție pentru comanda secționărilor LEA de joasă tensiune se fixează în poziție verticală prin intermediul accesoriilor, pe stâlpii aferenți PTA 0,4/1 kV sau stâlpii aferenți punctelor de secționare a LEA de joasă tensiune.

Interconectarea blocului în instalațiile energetice se face conform schemei electrice montate pe partea interioară a ușii de acces în incinta de protecție.

**2. Verificări la punerea în funcțiune**

Verificările la punerea în funcție cuprind două faze distincte :

- Verificări în laborator;
- Verificări pe teren (la locul de instalare).

**2.1. Verificări în laborator***2.1.1 Echipamente necesare:*

- Sursă de tensiune trifazată cu nul accesibil 3x380 V, 50 Hz, minim 250 VA;
- Sursă de tensiune monofazată 220 V, 50 Hz; minim 2000 VA;
- Autotransformator ATR-8;
- Trusă volt-ampermetrică (tip ICEMENERG);
- Trusă de curent (tip ICEMENERG);
- Cronometru cu rezoluție zecimi de secundă;
- Sursă adecvată pentru alimentarea cronometrului;
- Multimetre specifice laboratoarelor PRAM;
- Ampermetre cu domeniul de măsură în curent alternativ 0 ÷ 600 A; 50 Hz;
- Aparatură pentru măsurarea rezistenței de izolație;
- Stand pentru verificarea rigidității dielectrice;

### *2.1.2 Măsuri generale de protecția muncii:*

- Montajul se va realiza în locuri degajate. Se va îngrădi, în interiorul îngrădirii pe timpul verificărilor fiind numai electricianul care execută probele;
- Se vor realiza toate legările la nulul de protecție a aparatajului prevăzut cu borne de legare la pământ;
- Alimentarea montajului se va face numai după realizarea lui în întregime;
- Este interzisă orice intervenție fizică pentru modificarea montajului acesta fiind alimentat.
- Montajul se consideră alimentat când este conectat la cel puțin o sursă;
- Orice modificare în montaj se poate face numai după ce se execută următoarele:
  - Se separă vizibil de toate sursele de alimentare exterioare;
  - Se aduc la zero toate sursele reglabile interne;
  - Se anulează tensiunea continuă prin descărcarea capacităților
- Măsuri specifice de protecție a muncii: se referă la măsurile care trebuie luate pentru executarea fiecărei probe de laborator în parte. Ele sunt cumulative cu măsurile generale de protecție a muncii precizate mai sus.

### *2.1.3. Lista verificărilor de laborator:*

- A – verificări mecanice;
- B – verificare a rezistenței de izolație;
  - Circuite primare;
  - Circuite secundare;
- C – verificarea rigidității dielectrice
  - Circuite primare;
  - Circuite secundare;
- D – verificarea protecției maxime de curent cu caracteristica de timp inversă (PMCTI);
- E – verificarea caracteristicii de declanșare prin protecția la puneri la pământ pe LEA 1 kV.

### *2.1.4. Verificări mecanice*

Se verifică cu ochiul liber și manual:

- Prezența cartonului electroizolant sub siguranțele de joasă tensiune și aparatajul de joasă tensiune;
- Prezența materialului electroizolant pentru întărirea izolației față de pământ a siguranțelor MPR;
- Prezența garniturilor de cauciuc între;

- Soclu USOL – șasiu BPCS;
- Baza releu RMCTI – șasiu BPCS;
- Strângerea întregului aparataj de șasiu BPCS să fie fără jocuri libere ci numai elastice date de garniturile de cauciuc;
- Strângerea conductoarelor în bornele aparatajului.

#### 2.1.5. Verificarea rezistenței de izolație

Se efectuează pentru:

- Circuitele secundare;
- Circuitele primare;

Pentru executarea probei releul RMCTI trebuie să fie complet izolat prin scoaterea siguranțelor (RMCTI). Asupra releului RMCTI proba se execută separat, conform instrucțiunilor acestuia.

a) Rezistența de izolație măsurată :

- Între cele trei faze primare legate împreună și șasiul BPCS,
- Pe rând două câte două între ele cu megohmetrul de 2500 V, trebuie să fie :

$$R_{iz} \geq 20 \text{ M}\Omega$$

b) Rezistența de izolație măsurată între fază și nul în circuitele secundare cu megohmetrul de 2500 V, trebuie să fie:

$$R_{iz} \geq 20 \text{ M}\Omega$$

#### 2.1.6. Verificarea rigidității dielectrice

Se aplică pentru:

- Circuitele secundare;
- Circuitele primare;

Pentru executarea probei, releul RMCTI trebuie complet izolat prin scoaterea siguranțelor acestuia. Pentru executarea probei asupra acestuia se respectă instrucțiunile proprii.

- Circuitele primare și secundare trebuie să suporte o tensiune de 2000 V c.a., 50 Hz, timp de 1 minut între punctele specificate la proba anterioară (între care s-a făcut verificarea rezistenței de izolație), fără să se producă străpungeri, conturnări, efluvii de energie.

#### 2.1.7. Verificarea protecției maxime de curent cu caracteristică de timp inversă (PMCTI)

Se face conform următoarelor instrucțiuni cumulate :

- Instrucțiunile de montare, exploatare, întreținere a releului de curent cu trepte selective și caracteristică de timp inversă pentru rețele de joasă tensiune, tip RMCTI;
- Instrucțiuni de montare, exploatare, întreținere a traductorului Tc-PMCTI;
- Prezentele instrucțiuni.

#### *2.1.8. Verificarea caracteristicii de declanșare prin protecția la puneri la pământ pe LEA 1 kV*

Se face conform următoarelor instrucțiuni cumulate:

- Instrucțiunile de montaj, exploatare, întreținere a releului RHPP;
- Prezentele instrucțiuni.

## **2.2. Verificări pe teren**

### *2.2.1. Măsuri de securitatea muncii*

- Personalul este echipat cu mănuși și cizme electroizolante;
- Se deconectează întrerupătorul aferent BPCS;
- Se extrag siguranțele MPR aferente circuitului de 0,4 kV (alimentare BPCS) în PTA 20/0,4 kV;
- Se extrag siguranțele MPR aferente BPCS;
- Se leagă la pământ și în scurtcircuit cele trei borne ale soclurilor MPR (R, S, T, P) înspre transformatorul 20/0,4 și bornele de 0,4 kV coloană trafo 0,4/1 kV;
- Se descarcă de sarcină capacitivă rețeaua;
- Se descarcă magaziile de energie electrică continuă (Releul RMCTI);

În aceste condiții poate fi înlocuit orice releu (echipament) din BPCS.

## **2.2. Verificări pe teren**

*Rezistența de izolație* trebuie să fie de cel puțin 20 M $\Omega$  în stare uscată și cel puțin 2 M $\Omega$  în stare umedă. Se măsoară cu megohmetrul de 2000 V între:

- Căile de curent legate împreună și construcția metalică;
- Între căile de curent separate galvanic.

Verificările ce se execută pe teren asupra *tructoroarelor Tc-PMCTI* vor respecta instrucțiunile acestora.

Verificările ce se execută pe teren asupra *releului RMCTI-3* vor respecta instrucțiunile acestora.

*Verificări ale aparatajului de comutație.* Se verifică :

- Închiderea corectă a contactelor principale;

- Comutarea corectă a contactelor auxiliare.

### **3. Verificări periodice**

Se recomandă ca verificările și lucrările de întreținere la bornele BPCS să se facă la 6 luni (maxim 12 luni). Lucrările de întreținere pentru aparatajul aferent BPCS, se pot executa numai în laboratorul PRAM sau spații adecvate lucrărilor care urmează a fi executate. Verificările periodice la 6 luni (12 luni) a aparatajului aferent BPCS se fac în laborator, sau atunci când timpul o permite (temperatura mediului ambiant 20-30° C, umiditatea relativă maxim 65 %) și se dispune de sursa de energie 3x380 V c.a. sau 220 V c.a., pe teren.

#### **3.1. Verificări, lucrări de întreținere pentru întreruptoarele tripolare (monopolare)**

Durata de viață proiectată a întrerupătorului automat USOL 100 este de 10 ani, cu condiția îndeplinirii următoarelor :

- Nedepășirea în acest interval de timp a rezistenței la uzură mecanică și electrice;
- Nedepășirea caracteristicilor nominale ale întrerupătorului;
- Verificarea la un interval de maxim 6 luni și după fiecare declanșare la scurtcircuit a stării contactelor și a camerelor de stingere;
- Realizarea operațiilor de întreținere la un interval de maxim 6 luni.

Operațiile de întreținere constau în efectuarea succesivă a următoarelor :

- Verificarea scoaterii de sub tensiune a întrerupătorului;
- Demontarea capacului, demontarea manetei de acționare, demontarea subansamblului cameră de stingere împreună cu paravanul;
- Curățirea contactelor perlate cu o pilă fină, eliminând pilitura de pe suprafața pieselor izolante;
- Înlocuirea camerelor de stingere deteriorate sau cu depuneri metalice pe pereții interiori;
- Ungerea mecanismului de acționare conform schemei de ungere;
- Montarea camerelor de stingere împreună cu paravanul, montarea manetei de acționare, montarea capacului și fixarea prin șuruburile de fixare;
- Montarea întrerupătorului în soclul fix și verificarea funcționării corectă a mecanismului prin executarea a câtorva manevre de închidere – deschidere.

Întreruptoarele automate USOL 100 trebuie înlocuite în cazul în care :

- S-au făcut 3 ruperi la scurtcircuit la valori apropiate de valoarea capacității de rupere;
- Presiunea pe contacte nu mai este respectată;
- Rezistența de izolație a scăzut;

**3.2. Verificări, lucrări de întreținere pentru releul RMCTI**

Conform instrucțiunilor specifice.

**3.3. Verificări, lucrări de întreținere traductoare de curent Tc-PMCTI**

Conform instrucțiunilor specifice.

**3.4. Verificarea rezistenței de izolație**

Se aplică circuitelor electrice primare respectiv secundare. Se face cu megohmetrul de maxim 1500 V.

**3.5. Verificarea rigidității dielectrice**

Se aplică circuitelor electrice primare respectiv secundare. Se face la tensiunea de 1500 V c.a., timp de expunere 1 minut.

**3.6. Verificarea acoperirilor de protecție incintă**

– Dacă acoperirile de protecție prezintă degradări se refac.

**3.7.** La reviziile periodice se face curățenie în incintă, se șterg releele și aparatajul aferent BPCS; se înlătură praful de pe pereții și suportii din interiorul incintei.