

**UNIVERSITATEA TEHNICĂ A MOLDOVEI**  
**FACULTATEA ENERGETICĂ ȘI INGINERIE ELECTRICĂ**

Cu titlu de manuscris  
C.Z.U.: 621.316.1:004.9(043)

**DOBREA INA**

**ÎMBUNĂTĂȚIREA REGIMULUI DE FUNCȚIONARE A  
REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE 6-35 kV  
PRIN ALEGEREA MODULUI DE TRATARE A NEUTRULUI**

**221.01 „Sisteme si Tehnologii Energetice”**

**Teză de doctor în științe ingineresti**

Conducător științific:

**STRATAN Ion**  
prof. univ., dr.

Autor:

**DOBREA Ina**

**CHIȘINĂU, 2023**

**© DOBREA INA, 2023**

## CUPRINS

ADNOTARE .....	6
АННОТАЦИЯ .....	7
ANNOTATION.....	8
LISTA ABREVIERILOR.....	9
LISTA TABELELOR .....	10
LISTA FIGURILOR .....	11
INTRODUCERE .....	17
<b>1. ANALIZA MODALITĂȚILOR DE TRATARE A NEUTRULUI ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE 6-35 kV.....</b>	<b>25</b>
1.1. Modurile de legare la pământ a punctului neutru .....	25
1.2. Regimul neutrului izolat .....	32
1.3. Regimul neutrului tratat prin bobină de stingere .....	35
1.4. Regimul neutrului tratat prin rezistor.....	40
1.5. Regimul neutrului tratat prin bobină de stingere în paralel cu rezistor .....	43
1.6. Influența modului de tratare a neutrului în rețelele de medie tensiune în contextul dezvoltării generării distribuite.....	45
<b>Concluzii la capitolul 1 .....</b>	<b>49</b>
<b>2. METODE DE CREARE A NEUTRULUI ARTIFICIAL .....</b>	<b>51</b>
2.1. Crearea punctului neutru artificial prin utilizarea transformatorului cu schema de conexiune a înfășurărilor stea-triunghi .....	51
2.2. Alegerea puterii nominale a TNA stea-triunghi .....	53
2.3. Crearea punctului neutru cu utilizarea unui transformator cu conexiunea înfășurării în zigzag (FSH) .....	56
2.4. Alegerea puterii nominale a FSH.....	59
2.5. Crearea punctului neutru prin utilizarea TNA cu schema de conexiune a înfășurărilor în stea-triunghi deschis.....	60
2.6. Alegerea puterii nominale a TNA cu schemele de conexiune ale înfășurărilor stea- triunghi deschis .....	62
2.7. Utilizarea transformatorului Bauh .....	63
2.8. Utilizarea transformatorului Reitgofer.....	64
2.9. Alegerea puterii nominale a transformatoarelor Bauh și Reitgofer .....	64
2.10. Utilizarea întrerupătorului șunt.....	65
<b>Concluzii la capitolul 2 .....</b>	<b>66</b>

<b>3. SOLICITAREA REȚELELOR ELECTRICE ÎN FUNCȚIE DE MODUL DE TRATARE A NEUTRULUI .....</b>	<b>67</b>
3.1. Determinarea tensiunilor de fază, a tensiunilor neutrului față de pământ și a curentului de defect în regim stabilizat monofazat .....	67
3.1.1. Expresii ale mărimilor de stare ale rețelei în timpul defectului monofazat.....	67
3.1.2. Calculul mărimilor de stare în timpul defectului monofazat într-o rețea cu neutrul izolat .....	70
3.1.3. Calculul mărimilor de stare în timpul defectului monofazat într-o rețea cu neutrul tratat printr-o impedanță .....	72
3.2. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul izolat .....	75
3.3. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA.....	90
3.4. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor.....	109
3.5. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA și rezistor .....	120
<b>Concluzii la capitolul 3 .....</b>	<b>125</b>
<b>4. ALEGEREA MODULUI EFICIENT DE TRATARE A NEUTRULUI ÎN REȚELELE DE DISTRIBUȚIE. STUDII DE CAZ.....</b>	<b>126</b>
4.1. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ la stația “CENTRALĂ 110/10 kV” mun. Bălți pentru diferite modalități de tratare a neutrului ....	126
4.1.1. Determinarea parametrilor pasivi ai rețelei electrice.....	126
4.1.2. Determinarea rezistenței rezistoarelor de legare la pământ.....	129
4.1.3. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul izolat .....	130
4.1.4. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA .....	134
4.1.5. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin rezistor cu rezistență de valoare mică .....	139
4.1.6. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA în paralel cu rezistor de valoare mare.....	143
4.2. Calculul simplificat al mărimilor de stare în timpul defectului monofazat .....	149
4.2.1 Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul izolat.....	149
4.2.2. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA .....	150
4.2.3. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin rezistor de valoare mică.....	152
4.2.4. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA și rezistor de valoare mare.....	152
4.3. Compararea rezultatelor.....	154
<b>Concluzii la capitolul 4 .....</b>	<b>154</b>

<b>CONCLUZII GENERALE</b> .....	156
<b>RECOMANDĂRI</b> .....	157
<b>BIBLIOGRAFIE</b> .....	158
<b>ANEXE</b> .....	166
A1. Teoriile de formarea a supratensiunilor de arc la defecte monofazate .....	166
A2. Certificat implementare RED-NORD.....	179
A3. Act implementare departamentul Energetica.....	180
A4. Diplome .....	182
<b>DECLARAȚIA PRIVIND ASUMAREA RĂSPUNDERII</b> .....	189
<b>CURRICULUM VITAE</b> .....	190

## ADNOTARE

**Autor** – DOBREA Ina. **Titlul** – *Îmbunătățirea regimului de funcționare a rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV prin alegerea modului de tratare a neutrului*. Teză de doctor în vederea conferirii titlului științific de doctor în științe inginerești la specialitatea 221.01. *Sisteme și tehnologii energetice*. Chișinău 2023.

**Structura lucrării:** Lucrarea conține o introducere, patru capitole, concluzii generale și recomandări, bibliografie din 106 titluri și include 4 anexe, 157 pagini, 122 figuri, 12 tabele. Rezultatele obținute sunt publicate în 18 lucrări științifice.

**Cuvinte cheie:** sistem electroenergetic, rețele electrice de distribuție, regimul de tratare a neutrului, defect monofazat, supratensiuni, deplasarea neutrului, model matematic.

**Domeniul de studiu:** științe inginerești.

**Scopul tezei:** analiza potențialului de implementare a tratării neutrului rezistiv și combinat în rețelele electrice de distribuție din Republica Moldova și identificarea unui set de măsuri/acțiuni în vederea îmbunătățirii modurilor existente de tratare, precum și realizarea unor studii de caz prin modelarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice cu diferite moduri de tratare a neutrului.

**Obiectivele tezei:** realizarea unui studiu bibliografic privind stadiul actual a problemei pe plan mondial și în Republica Moldova; analiza comparativă a diferitelor moduri de tratare a neutrului; analiza regimului de defect monofazat în rețelele electrice de medie tensiune și identificarea criteriilor de bază privind alegerea soluției optime; modelarea și simularea regimurilor normale și de defect monofazat metalic sau prin arc electric; aplicarea rezultatelor obținute pentru elaborarea setului de măsuri/recomandări aplicabile în condițiile RM.

**Noutatea și originalitatea științifică a tezei.** Elaborarea modelelor matematice de calcul ai parametrilor de regim pentru diferite modalități de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV, ceea ce permite modelarea matematică a acestor regimuri, identificarea celui optimal evitând încercările experimentale, limitate de uzura avansată a echipamentelor din cadrul rețelelor electrice.

**Rezultatul obținut** în baza modelelor matematice obținute sunt elaborate recomandări/proponeri practice privind implementarea modalităților noi de tratare (prin rezistență și combinată) a neutrului rețelelor electrice de distribuție din Republica Moldova.

**Semnificația teoretică.** Teza aduce contribuții științifico-practice la calculul și analiza regimurilor de funcționare a rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV cu diferite modalități de tratare a neutrului în scopul identificării modalității de tratare a neutrului ce asigură îmbunătățirea calității serviciului de distribuție a energiei electrice și fiabilității funcționării acestora.

**Valoarea aplicativă a lucrării.** În lucrare s-au elaborat modelele matematice a patru regimuri de tratare a neutrului, au fost obținute expresiile analitice ale parametrilor de regim. Regimurile analizate au fost modelate și simulate, ceea ce a demonstrat corectitudinea modelelor obținute.

**Implementarea rezultatelor științifice.** 1. Implementarea rezultatelor cercetărilor la stațiile electrice „Centrala” 110/10 kV, „Bălți-330 kV” 330/110/10 kV și „CET-Nord” 110/10 kV, RED-Nord. 2. La Departamentul Energetica a fost elaborat un stand modern de laborator „Analiza metodelor de tratare a neutrului în rețelele 6-35 kV”. 3. Rezultatele obținute sunt utilizate în cursurile Transportul și Distribuția Energiei Electrice (TDEE -titularul disciplinei prof. univ. dr., Ion SRTATAN) și Partea Electrică a Centralelor și Stațiilor (PECS -titularul disciplinei lect. univ. Ina Dobrea).

## АННОТАЦИЯ

**Автор** – Добра Ина. **Название** – *Улучшение режимов работы распределительных электрических сетей 6-35 кВ посредством выбора метода заземления нейтрали.*

Диссертация о присвоение докторской степени в области технических наук, специальность 221.01. *Энергетические системы и технологии.* Кишинэу 2023.

**Структура работы:** работа состоит из введения, четырех глав, выводов и рекомендаций, библиографии из 106 наименований и включает 4 приложений, 157 страниц, 122 рисунков и 12 таблиц. Результаты исследования опубликованы в 18 научных работах.

**Ключевые слова:** электроэнергетическая система, распределительные электрические сети, режим заземления нейтрали, однофазное замыкание, перенапряжения, смещение нейтрали, математическая модель.

**Область исследования:** инженерная наука.

**Цель диссертации** анализ потенциала внедрения резистивного и комбинированного заземления нейтрали в распределительных электрических сетях Республики Молдова и выявление комплекса мероприятий/рекомендаций с целью улучшения существующих методов заземления нейтрали а также проведение исследований с моделированием режимов работы электросетей с различными способами заземления нейтрали.

**Задачи диссертации:** библиографическое исследование текущего состояния проблемы на мировом уровне и в Республике Молдова; сравнительный анализ различных способов заземления нейтрали; анализ однофазных замыканий на землю в сетях среднего напряжения и выявление основных критериев выбора оптимального решения; моделирование нормальных и однофазных замыканий на землю металлических или дуговых; применение полученных результатов для разработки мероприятий и рекомендаций, применимых в условиях Республики Молдова

**Научная новизна работы:** Разработка математических моделей расчета режимных параметров при различных способах заземления нейтрали в распределительных электрических сетях 6-35 кВ, позволяющие проводить математическое моделирование этих режимов, выявление оптимального режима не прибегая к экспериментальным испытаниям, ограниченных высоким износом оборудования в электрических сетях.

**Решенная научная проблема:** на основе полученных математических моделей разработаны практические рекомендации/предложения по внедрению новых способов заземления нейтрали (резистивное и комбинированное) в распределительных электрических сетях Республики Молдова.

**Теоретическая значимость.** Диссертация вносит научно-практический вклад в расчет и анализ режимов заземления нейтрали электрических сетей среднего напряжения с целью повышения эффективности распределительных электрических сетей, качества услуг по распределению электроэнергии и надежности их эксплуатации.

**Прикладное значение работы:** разработаны математические модели четырех режимов заземления нейтрали, получены аналитические выражения параметров режимов. Анализируемые режимы были смоделированы и симулированы, что доказало корректность полученных моделей.

**Внедрение научных результатов:** 1. Внедрение результатов исследований на электростанциях «Centrala» 110/10 кВ, «Bălți -330 кВ», 330/110/10 кВ и «СЕТ-Nord» 110/10 кВ, RED-Nord. 2. В департаменте Энергетика разработан современный лабораторный стенд «Анализ методов заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ». 3. Полученные результаты используются в курсах «Передача и распределение электрической энергии» (ТДЕЕ – проф., д.т.н. Ион СРТАТАН) и «Электрическая часть электростанций и подстанций» (РЕС – лект. Ина Добра).

## ANNOTATION

**Author** – DOBREA Ina. **Title** – *Improving the operation of 6-35 kV distribution electric networks by choosing the neutral treatment mode*. PhD thesis for the awarding of the scientific title of doctor of technical sciences, specialty 221.01. *Energy systems and technologies*. Chişinău 2023.

**Structure:** The paper consists of an introduction, four chapters, conclusions and recommendations, 106 bibliography titles, and includes 4 Annexes, 157 pages, 122 figures, 12 tables. The results are published in 18 scientific papers.

**Keywords:** electrical distribution networks, neutral treatment regime, single-phase fault, overvoltages, displacement of the neutral, mathematical model.

**Field of study:** engineering sciences.

**The aim of the thesis:** analyzing the potential for implementing resistive and combined neutral treatment in the distribution electrical networks in the Republic of Moldova and identifying a set of measures/actions to improve existing treatment methods, as well as conducting case studies by modeling the operating modes of electrical networks with different neutral treatment methods.

**Paper Objectives:** conducting a bibliographic study on the current status of the issue worldwide and in the Republic of Moldova; conducting a comparative analysis of various neutral treatment methods; analyzing the single-phase fault regime in medium-voltage electrical networks and identifying basic criteria for choosing the optimal solution; modeling and simulating normal and single-phase metallic or arc electrical fault regimes; applying the obtained results to develop a set of applicable measures/recommendations in the context of the Republic of Moldova.

**Scientific novelty and originality of the work.** Developing mathematical models for calculating the operating parameters for different methods of neutral treatment in 6-35 kV distribution electrical networks, allowing for mathematical modeling of these regimes, and identifying the optimal one while avoiding experimental trials limited by the advanced wear and tear of equipment within the electrical networks.

**Important scientific problem solved** based on the mathematical models obtained, practical recommendations/proposals have been developed for the implementation of new methods of neutral treatment (through resistance and combined) in the distribution electrical networks of the Republic of Moldova.

**Theoretical importance.** The thesis contributes scientific and practical insights to the calculation and analysis of operating modes in 6-35 kV distribution electrical networks with various neutral treatment methods to identify the method of neutral treatment that ensures improved quality of electric power distribution service and reliability of their operation.

**The practical value of the work.** In the paper, mathematical models for four neutral treatment regimes were developed, and analytical expressions for the operating parameters were obtained. The analyzed regimes were modeled and simulated, demonstrating the correctness of the obtained models.

**Implementation of research results.** Research results: 1. Implementation of the research results at the power stations "Centrala" 110/10 kV, "Bălţi-330 kV" 330/110/10 kV and "CET-Nord" 110/10 kV, RED-Nord. 2. A modern laboratory stand "Analysis of neutral treatment methods in 6-35 kV networks" was developed at the Energy Department. 3. The obtained results are used in the courses Transport and Distribution of Electric Energy (TDEE - subject holder, university professor, Ion SRTATAN) and Electrical Part of Power Plants and Stations (PECS - subject holder, university lecturer Ina Dobrea).



## LISTA ABREVIERILOR

ANRE	Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică
NAIE	Norme de Amenajare a Instalațiilor Electrice
RETEC	Reguli de Exploatare Tehnică a Centralelor și Rețelelor Electrice
RM	Republica Moldova
SEE	Sistem electroenergetic
OSD	Operatorii sistemelor de distribuție
SAIFI	(System Average Interruption Frequency Index) – Indicele Frecvența Medie a Întreruperilor în rețea
SAIDI	(System Average Interruption Duration Index) – Indicele Durata Medie a Întreruperilor în Rețea (Sistem)
CAIDI	(Customer Average Interruption Duration Index) – Durata Medie a Unei Întreruperi
RED	Rețele electrice de distribuție
ÎT	Înaltă tensiune
MT	Medie tensiune
RTN, $R_n$	Rezistor de tratare a neutrlui rețelei electrice
BSA	Bobină de stingere a arcului electric
pp	Punere la pământ
$I_{pp}$	Curent de punere la pământ
TNA	Transformator de creare a neutrlui artificial
LST	Limitator de supratensiuni
GD	Generare distribuită
SRE	Surse regenerabile de energie
LEA	Linie electrică aeriană
LEC	Linie electrica în cablu
VDE	German: Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

## LISTA TABELELOR

<b>Tabelul 1.</b>	Lungimea liniilor electrice MT în RM.....	19
<b>Tabelul 4.1.</b>	Caracteristicile cablurilor.....	129
<b>Tabelul 4.2.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare.....	132
<b>Tabelul 4.3.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare.....	138
<b>Tabelul 4.4.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare.....	141
<b>Tabelul 4.5.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare.....	147
<b>Tabelul 4.6.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrilor izolați.....	150
<b>Tabelul 4.7.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrilor tratați prin BSA.....	152
<b>Tabelul 4.8.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrilor tratați prin rezistor de valoare mică.....	152
<b>Tabelul 4.9.</b>	Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrilor tratați prin BSA și rezistor de valoare mare.....	153
<b>Tabelul 4.10.</b>	Mărimile de stare a rețelei electrice la un defect monofazat pentru diferite modalități de tratare a neutrilor.....	154
<b>Tabelul 4.11.</b>	Valorile tensiunii de deplasare a neutrilor și a curentului prin neutru, în cazul tratării neutrilor prin BSA și prin BSA în paralel cu un rezistor de valoare mare, la o diferență între capacitățile fază-pământ de 5%.....	154

## LISTA FIGURILOR

<b>Figura 1.1.</b>	Plasarea punctului neutru .....	25
<b>Figura 1.2.</b>	Moduri de tratare a neutrilor în rețelele electrice de distribuție 6-35 kV .....	26
<b>Figura 1.3.</b>	Schema de principiu a unei rețele cu neutrul izolat .....	33
<b>Figura 1.4.</b>	Diagramele fazoriale în regim de punere la pământ a unei rețele cu neutrul izolat.....	34
<b>Figura 1.5.</b>	Schema de principiu a rețelei cu neutrul tratat prin bobină de stingere.....	36
<b>Figura 1.6.</b>	Diagrama fazorială a curenților și tensiunilor.....	37
<b>Figura 1.7.</b>	Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor.....	40
<b>Figura 1.8.</b>	Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat mixt....	44
<b>Figura 1.9.</b>	Schema principială a rețelei electrice cu utilizare PCHD la punerea unei faze la pământ în cazul neutrilor izolat .....	46
<b>Figura 1.10.</b>	Schema principială a rețelei electrice cu utilizare PCHD la punerea unei faze la pământ cu prezența SGD în cazul neutrilor izolat.....	47
<b>Figura 1.11.</b>	Schema principială a rețelei electrice cu utilizare PCH la punerea unei faze la pământ cu prezența SGD și tratare neutrilor prin rezistor.....	48
<b>Figura 1.12.</b>	Schema principială a rețelei electrice cu utilizare PCH la punerea unei faze la pământ pe feederul la care este racordată SGD .....	49
<b>Figura 2.1.</b>	Utilizarea TNA cu schema stea-triunghi pentru crearea punctului neutru artificial .....	52
<b>Figura 2.2.</b>	Aspectul exterior al TNA.....	56
<b>Figura 2.3.</b>	Schemele de creare a neutrilor cu ajutorul transformatorului cu conexiunea înfășurării în zig-zag .....	57
<b>Figura 2.4.</b>	Schema principială a transformatorului cu conexiunea înfășurării în zig-zag (FSH).....	57
<b>Figura 2.5.</b>	Diagrama fazorială a fluxurilor magnetice în coloanele FSH în regim normal de funcționare.....	58
<b>Figura 2.6.</b>	Diagrama fazorială a fluxurilor magnetice homopolare în coloanele transformatorului la punerea unei faze la pământ.....	58
<b>Figura 2.7.</b>	Schema de conectare la rețea a TNA stea-triunghi deschis .....	61
<b>Figura 2.8.</b>	Punerea unei faze la pământ într-o rețea cu TNA stea-triunghi deschis.....	61
<b>Figura 2.9.</b>	Schema constructivă a TNA stea-triunghi deschis .....	61
<b>Figura 2.10.</b>	Schema transformatorului Bauh .....	63
<b>Figura 2.11.</b>	Schema transformatorului Reitgofer.....	64
<b>Figura 2.12.</b>	Schema electrică în cazul utilizării întrerupătorului șunt .....	65
<b>Figura 3.1.</b>	Defect monofazat .....	67

<b>Figura 3.2.</b>	Schema echivalentă pentru defectul monofazat.....	68
<b>Figura 3.3.</b>	Diagrama vectorială a unui sistem aleatoriu de vectori în lipsa componentei homopolare .....	70
<b>Figura 3.4.</b>	Diagrama vectorială a unui sistem aleatoriu de vectori în prezența componentei homopolare.....	70
<b>Figura 3.5.</b>	Schema rețelei electrice cu neutru izolat la punerea unei faze la pământ.....	71
<b>Figura 3.6.</b>	Schemele de diferite secvențe a – directă; b – inversă; c – homopolară.....	71
<b>Figura 3.7.</b>	Schemele echivalente complexe: a) desfășurată; b)transfigurată .....	72
<b>Figura 3.8.</b>	Schema rețelei electrice cu neutru tratat printr-o impedanță la punerea galvanică a unei faze la pământ .....	73
<b>Figura 3.9.</b>	Schemele de diferite secvențe a – directă; b – inversă; c – homopolară .....	73
<b>Figura 3.10.</b>	Schemele echivalente complexe: a) desfășurată; b) transfigurată .....	74
<b>Figura 3.11.</b>	Schema echivalentă simplificată a unei rețele de medie tensiune la punerea fazei A la pământ .....	75
<b>Figura 3.12.</b>	Legea de modificare a tensiunii pe fazele sănătoase în timpul procesului tranzitoriu.....	76
<b>Figura 3.13.</b>	Legea de modificare a tensiunii pe fazele sănătoase în timpul procesului tranzitoriu cu luarea în considerare a capacității mutuale.....	79
<b>Figura 3.14.</b>	Curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la prima străpungere a izolației fazei A pentru o rețea reală obținute pe cale analitică .....	82
<b>Figura 3.15.</b>	Curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la prima străpungere a izolației fazei A pentru o rețea reală obținute în Simulink .....	83
<b>Figura 3.16.</b>	Curba curentului de punere la pământ obținută pe cale analitică .....	84
<b>Figura 3.17.</b>	Curba curentului de punere la pământ obținută prin simulare.....	84
<b>Figura 3.18.</b>	Schema echivalentă a rețelei electrice .....	84
<b>Figura 3.19.</b>	Schema echivalentă până la începerea procesului tranzitoriu.....	86
<b>Figura 3.20.</b>	Schema echivalentă în momentul inițial al procesului tranzitoriu.....	86
<b>Figura 3. 21.</b>	Schema echivalentă transfigurată .....	87
<b>Figura 3.22.</b>	Curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la stingerea arcului electric pentru o rețea reală obținute în Simulink.....	89
<b>Figura 3.23.</b>	Schema echivalentă a rețelei electrice cu neutru tratat prin BSA.....	90
<b>Figura 3.24.</b>	Schema echivalentă pentru analiza procesul tranzitoriu în BSA la prima străpungere a izolației .....	91
<b>Figura 3.25.</b>	Curbele tensiunilor pe faze și pe neutru la prima aprindere a arcului .....	93
<b>Figura 3.26.</b>	Schema echivalentă pentru procesul tranzitoriu care are loc după stingerea arcului .....	93

<b>Figura 3.27.</b>	Tensiunea pe fază defectată la stingerea arcului electric pe parcursul la două perioade a frecvenței industriale .....	97
<b>Figura 3.28.</b>	Tensiunea pe neutru la stingerea arcului electric pe parcursul la două perioade a frecvenței industriale .....	97
<b>Figura 3.29.</b>	Tensiunea pe fază defectată la stingerea arcului electric pe parcursul la douăzeci de perioade a frecvenței industriale .....	98
<b>Figura 3.30.</b>	Tensiunea pe neutru la stingerea arcului electric pe parcursul la douăzeci de perioade a frecvenței industriale .....	97
<b>Figura 3.31.</b>	Curentul de punere la pământ .....	99
<b>Figura 3.32.</b>	Procesul tranzitoriu în cazul stingerii arcului electric la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului de punere la pământ pentru $\partial = 0,05$ și $\nu = 0,05$ : $a$ – t.e.m. a fazei defectate și tensiunea pe faza defectată; $b$ – tensiunea pe neutrul rețelei ; $c$ – curentul de punere la pământ .....	101
<b>Figura 3.33.</b>	Tensiunea de restabilire pe faza defectată pentru: a) $\partial = 0,05$ și $\nu = 0$ ; b) $\partial = 0$ și $\nu = 0,2$ ; c) $\partial = 0,05$ și $\nu = 0,2$ .....	103
<b>Figura 3.34.</b>	Curbele tensiunilor pe faze și pe neutrul rețelei după stingerea arcului .....	104
<b>Figura 3.35.</b>	Curbele tensiunii maxime în dependență de coeficientul de abatere de la compensarea completă: $a$ – în cazul stingerii arcului la prima trecere prin zero a curentului total de punere la pământ; $b$ – în cazul stingerii arcului la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului de punere la pământ .....	105
<b>Figura 3.36.</b>	Curbele tensiunii maxime pe fazele sănătoase în dependență de coeficientul de abatere de la compensarea completă pentru diferiți coeficienți de atenuare... ..	107
<b>Figura 3.37.</b>	Curbele tensiunilor pe faze și pe neutru și curbele curentilor de punere la pământ, în faze și în BSA la apariția și apoi dispariția punerii la pământ într-o rețea reală cu neutrul tratat prin BSA .....	108
<b>Figura 3.38.</b>	Curbele tensiunilor pe faze la prima străpungere a izolației.....	108
<b>Figura 3.39.</b>	Curbele tensiunilor pe faze la apariția și dispariția defectului (arcului electric) .	108
<b>Figura 3.40.</b>	Schema echivalentă simplificată a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor .....	109
<b>Figura 3.41.</b>	Dependențele coeficientului de atenuare și a pulsației componentei libere față de conductanța rezistorului .....	110
<b>Figura 3.42.</b>	Curbele tensiunii pe faza sănătoasă $U_B$ pentru trei valori ale $G_{N^*}$ : a) pentru $G_{N^*} = 1$ ; b) pentru $G_{N^*} = 2$ ; c) pentru $G_{N^*} = 3$ .....	112
<b>Figura 3.43.</b>	Schema echivalentă a rețelei cu neutrul tratat prin rezistor după stingerea arcului electric.....	112
<b>Figura 3.44.</b>	Influenta rezistorului asupra procesului tranzitoriu în conformitate cu teoria Peters-Slepian ( $G_{N^*}=I$ ) .....	115
<b>Figura 3.45.</b>	Dependențele supratensiunii de valoarea conductanței rezistorului construite după diferite teorii.....	117

<b>Figura 3.46.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei obținute în conformitate cu teoria Petersen.....	117
<b>Figura 3.47.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei obținute în conformitate cu teoria Peters-Slepian .....	118
<b>Figura 3. 48.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei obținute în conformitate cu teoria Beleacov .....	118
<b>Figura 3. 49.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele la prima străpungere a izolației.....	119
<b>Figura 3.50.</b>	Curbele curenților de defect și prin rezistor la prima străpungere a izolației .....	119
<b>Figura 3.51.</b>	Curbele curenților de defect prin transformatorul de neutru artificial (TNA) în cazul unei puneri la pământ stabilizate .....	120
<b>Figura 3.52.</b>	Curbele tensiunilor pe faze în cazul apariției arcului electric intermitent .....	120
<b>Figura 3.53.</b>	Schema echivalentă simplificată a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA în paralel cu un rezistor .....	121
<b>Figura 3.54.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase în dependență de coeficientul de atenuare, pentru $\nu = 0,2$ și $\nu = 0,3$ .....	123
<b>Figura 3.55.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei la prima străpungere.....	124
<b>Figura 3.56.</b>	Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei după prima stingere a arcului electric .....	124
<b>Figura 4.1.</b>	Schema structurală a feederului nr.2 de la ST „Centrală 110/10kV mun. Bălți”	127
<b>Figura 4.2.</b>	Dependența curentului de punere la pământ față de rezistența în locul punerii la pământ.....	131
<b>Figura 4.3.</b>	Dependența tensiunilor pe faze față de rezistența în locul punerii la pământ.....	132
<b>Figura 4.4.</b>	Schema de simulare în programul Simulink pentru neutru izolat.....	132
<b>Figura 4.5.</b>	Diagrama vectorială pentru curentul de punere la pământ .....	133
<b>Figura 4.6.</b>	Diagramele vectoriale a tensiunilor de fază și pe neutru pentru $R_{PP}=0 \Omega$ (a) și $R_{PP}=200 \Omega$ (b) .....	133
<b>Figura 4.7.</b>	Dependența curentului de punere la pământ (a) și a tensiunilor pe faze (b) față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..1000 \Omega$ ) .....	136
<b>Figura 4.8.</b>	Dependența curentului de punere la pământ (a) și a tensiunilor pe faze (b) față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..20\ 000 \Omega$ ) .....	137
<b>Figura 4.9.</b>	Schema de simulare în programul Simulink compensat prin BSA.....	138
<b>Figura 4.10.</b>	Diagrama vectorială pentru curentul de punere la pământ .....	138
<b>Figura 4.11.</b>	Diagrama vectorială pentru tensiunile pe fazele sănătoase și de deplasare a neutrului electric la punerea metalică la pământ.....	139
<b>Figura 4.12.</b>	Dependența curentului de punere la pământ față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..1000 \Omega$ ).....	141

<b>Figura 4.13.</b>	Dependența tensiunilor pe faze și pe neutrul rețelei față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..1000 \Omega$ ) .....	141
<b>Figura 4.14.</b>	Schema de simulare în programul Simulink pentru neutrul tratat prin rezistor de rezistență mică.....	142
<b>Figura 4.15.</b>	Diagrama vectorială pentru curentul de punere la pământ .....	142
<b>Figura 4.16.</b>	Diagramele vectoriale pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei electrice la $R_{PP}=0 \Omega$ .....	143
<b>Figura 4.17.</b>	Diagramele vectoriale a tensiunilor de fază și pe neutru pentru $R_{PP}=200 \Omega$ .....	143
<b>Figura 4.18.</b>	Dependența curentului de punere la pământ față de rezistența în locul punerii la pământ.....	145
<b>Figura 4.19.</b>	Dependența tensiunilor pe faze față de rezistența în locul punerii la pământ.....	146
<b>Figura 4.20.</b>	Schema de simulare în programul Simulink în cazul tratării neutrului prin BSA în paralel cu un rezistor de rezistență mare .....	146
<b>Figura 4.21.</b>	Diagramele vectoriale pentru curentul de punere la pământ .....	147
<b>Figura 4.22.</b>	Diagramele vectoriale pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei electrice .....	147
<b>Figura 4.23.</b>	Modelul Simulink pentru determinarea tensiunii de deplasare a neutrului (tratată prin BSA) în regim normal al rețelei electrice pentru diferența între capacitățile fază-pământ 5 % .....	148
<b>Figura 4.24.</b>	Modelul Simulink pentru determinarea tensiunii de deplasare a neutrului (tratată prin BSA în paralel cu $R_N$ ) în regim normal al rețelei electrice pentru diferența între capacitățile fază-pământ 5 %.....	148
<b>Figura 4.25.</b>	Schema electrică la neglijarea impedanțelor elementelor rețelei.....	150
<b>Figura A1.1.</b>	Varianta mărită a procesului tranzitoriu la stingerea arcului electric pentru o rețea reală obținute în Simulink .....	166
<b>Figura A1.2.</b>	Caracterul de restabilire a tensiunii pe faza defectată după stingerea arcului .....	167
<b>Figura A1.3.</b>	Curbele obținute prin simulare în Simulink ai teoriei lui Petersen pentru o rețea cu neutrul izolat ( $R_{pp}=3 \Omega$ ) .....	169
<b>Figura A1.4.</b>	Curbele obținute în Simulink după teoria Petersen pentru o rețea cu neutrul izolat ( $R_{pp}=5 \Omega$ ) .....	169
<b>Figura A1.5.</b>	Curba curentului de punere la pământ obținută în Simulink după teoria Petersen pentru o rețea cu neutrul izolat .....	170
<b>Figura A1.6.</b>	Diagrama vectorială a componentelor forțate.....	171
<b>Figura A1.7.</b>	Curbele obținute în Simulink după teoria Peters-Slepian pentru o rețea cu neutrul izolat .....	172
<b>Figura A1.8.</b>	Curba curentului de punere la pământ obținută în Simulink după teoria Peters-Slepian pentru o rețea cu neutrul izolat.....	172
<b>Figura A1.9.</b>	Curbele obținute în Simulink după teoria Beleacov pentru o rețea cu neutrul izolat.....	175

<b>Figura A1.10.</b> Curba curentului de punere la pământ obținută în Simulink după teoria Beleacov pentru o rețea cu neutrul izolat.....	175
<b>Figura A1.11.</b> Curbele tensiunilor la prima străpunere a izolației .....	176
<b>Figura A1.12.</b> Curba curentului de punere la pământ la prima străpunere a izolației.....	176
<b>Figura A1.13.</b> Curbele tensiunilor la aprinderea și apoi stingerea arcului electric .....	177
<b>Figura A1.14.</b> Curbele tensiunilor în cazul apariției arcului electric intermitent.....	177
<b>Figura A1.15.</b> Curba curentului de punere la pământ în cazul apariției arcului electric intermitent .....	177
<b>Figura A1.16.</b> Curbele curenților prin fazele liniei electrice în care are loc punerea la pământ prin arc electric intermitent.....	178



## INTRODUCERE

### **Actualitatea și importanța temei abordate.**

Energia electrică a devenit un element vital pentru progresul economic al oricărei țări. Ea constituie un factor crucial în dezvoltarea industriei, infrastructurilor și serviciilor, având, în final, un aport semnificativ în sporirea productivității muncii și îmbunătățirea calității vieții. Importanța energiei electrice în evoluția și formarea civilizației actuale este cu adevărat inestimabilă.

Asigurarea cererii de energie electrică la nivel național este sarcina de bază a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), acesta fiind divizat în segmente specializate – producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei electrice. Rețelele electrice de distribuție (RED) 6-35 kV și tehnologiile aferente acestora reprezintă unul dintre cele mai dinamice domenii de dezvoltare în sectorul electroenergetic. Până la sfârșitul secolului XX sistemul electroenergetic a evoluat în direcția extinderii și centralizării, beneficiind de avantajele cantitative oferite de "efectul de scară" în sistemele tehnice [1]. În această perioadă rețelele de distribuție (RED) își aveau rolul în asigurarea acoperirii complete a teritoriilor deservite și în distribuția energiei electrice „de sus în jos”, utilizând scheme simple și fiabile. La începutul secolului XXI, îmbunătățirile continue ale echipamentelor, tehnologiilor și materialelor au permis schimbarea abordărilor în construcția rețelelor de distribuție, revizuirea principiilor de organizare a sistemelor de alimentare a consumatorilor și necesitatea implementării unor soluții inovatoare în dezvoltarea și gestionarea acestora.

- Principalele tendințe în dezvoltarea RED, care vor influența evoluția lor pe termen lung, sunt următoarele:
- Creșterea cererii de energie electrică și asigurarea majorării capacității de transport ale RED existente.
- Creșterea eficienței energetice a rețelelor de distribuție (inclusiv reducerea pierderilor tehnice și nontehnice), îmbunătățirea gestionării și securității electrice.
- Implementarea tehnologiilor inovatoare, cum ar fi rețelele inteligente și metode avansate de stocare a energiei.
- Racordarea la rețeaua electrică de distribuție a surselor de energie regenerabilă și generarea distribuită.
- Creșterea densității sarcinilor electrice, determinată de creșterea înălțimilor clădirilor rezidențiale și utilitare, precum și creșterea raportului puterii și compactității sistemelor moderne de producție.

Conform Raportului Agenției Internaționale pentru Energie AIE [2] cererea mondială de energie electrică a rămas relativ neschimbată în 2022 din cauza crizei energetice globale declanșată de invazia Ucrainei de către Rusia. Pe măsură ce criza energetică atenuază, se prognozează creșterea cererii globale de energie electrică de la 2,6% în 2023 la o medie de 3,2% în 2024-2025. Această creștere este superioară ratei pre-pandemice de 2,4% în perioada 2015-2019.

Creșterea cererii de energie electrică este determinată de electrificarea transportului și un număr record de vehicule electrice vândute, electrificarea sistemelor rezidențiale și a proceselor industriale. Acoperirea acestei cereri suplimentare este fezabilă din punct de vedere tehnic, cu ajutorul energiei generate din surse regenerabile de energie.

Cele mai recente studii [3] constată eforturile guvernelor din întreaga lume pentru accelerarea programelor de implementare a energiei regenerabile pentru a contribui la reducerea dependentei de energie importată, în contextul tensiunilor geopolitice și a incertitudinii economice continue.

În contextul transformărilor majore ale infrastructurilor electrice tradiționale, tehnologiile noi care contribuie la transformarea generării și distribuției energiei electrice, rețelele electrice de distribuție RED vor fi extinse ca lungime și ca număr de consumatori racordați. Strategiile de extindere a RED-urilor trebuie să țină cont de o serie de aspecte legate de dezvoltarea durabilă și de mediu.

În legătură cu creșterea cererii de energie electrică a consumatorilor finali existenți este necesar de asigurat majorarea capacității rețelei electrice de distribuție existente, de asigurat racordarea la rețeaua electrică existentă a unor surse de energie regenerabilă cât și modernizarea rețelelor electrice de distribuție existente cu scopul de a spori fiabilitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor finali și a asigura cerințele de securitate. În acest context Operatorul sistemului de distribuție (OSD) [4] „trebuie să asigure capacitatea pe termen lung a rețelelor electrice de distribuție pentru a acoperi cererile rezonabile de distribuție a energiei electrice, elaborând și executând planuri de dezvoltare a rețelelor electrice de distribuție, ținând cont, în special de prognoza consumului de energie electrică”, precum să îndeplinească funcțiile și obligațiile stipulate în [5].

Din măsurile tehnice, utilizate în rețelele de distribuție, modul de tratare a neutrilor acestora are o importanță practică deosebită care se repercutează, direct sau indirect, asupra: continuității și fiabilității în alimentarea consumatorilor cu energie electrică; comportării rețelelor electrice de medie tensiune (MT) în regim de defect monofazat și impactul acestuia asupra calității serviciului de distribuție a energiei electrice (durata și frecvența întreruperilor alimentării cu

energie electrică); instalațiilor electrice și exploatarea acestora; soluțiilor tehnice adoptate; nivelului de asigurare a securității electrice, etc.

În Republica Moldova rețelele electrice MT (6-35 kV) se află în exploatarea ÎCS „Premier Energy Distribution” SA, RED Nord SA, ÎS Moldelectrica.

Conform datelor prezentate în tabelul 1 [6, 7], rețelele electrice 6-10 kV sunt în marea sa majoritate aeriene, cele în cablu constituind 11,4%.

**Tabelul 1. Lungimea liniilor electrice MT în RM**

Întreprinderea	Lungimea liniilor 6-10 kV, km		Lungimea liniilor 35 kV, km
	<u>LEC</u>	<u>LEA</u>	<u>LEA</u>
RED Nord SA	536,523	7323,166	-
ÎCS „Premier Energy Distribution” SA	1743,51	12664,99	1292,6
ÎS Moldelectrica	-		45,09
<b>Total</b>	<b>2280,033</b>	<b>19988,156</b>	<b>1337,69</b>

Calitatea serviciului de distribuție a energiei electrice și indicatorii de performanță în asigurarea serviciului de distribuție este reglementată prin „Regulament cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice” aprobat prin Hotărârea Consiliului de Administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 537/2020 din 24 decembrie 2020 [8]. Conform acestui regulament se stabilesc indicatori generali de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice:

1. SAIDI (System Average Interruption Duration Index) - durata medie a întreruperii în rețeaua electrică;
2. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) - frecvența medie a întreruperilor în rețeaua de distribuție;
3. CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) - durata medie a unei întreruperi pentru un consumator final.

Întreruperile în rețea sunt cauzate de mai multe motive, unul din care – supratensiunile interne de avarie, care se pot extinde și în rețeaua de joasă tensiune. În cazul defectelor nesimetrice cu pământul nivelul supratensiunilor este influențat de modul de tratare a neutrilor. Pentru rețele cu neutru legat la pământ nu apar supratensiuni la defecte nesimetrice. Pentru rețele cu neutru tratat sau izolat pot apărea supratensiuni temporare cu valori de până la 1.73 u.r., iar în anumite situații pot apărea fenomene de rezonanță cu supratensiuni mai mari.

Alegerea modului de tratare a neutrului în rețelele electrice de medie tensiune (6 - 35) kV este o problemă complexă datorită multitudinii de parametri de luat în considerare. În prezent în practica mondială nu există o soluție unitară a acestei probleme.

Din 01.01.2003 în RM este pusă în aplicare ultima (a 7-a) redacție a Normelor de Amenajare a Instalațiilor Electrice (NAIE) [9] care în punctul 1.2.16 prevede posibilitatea funcționării rețelelor electrice cu tensiunea 3-35 kV atât cu neutrul izolat, cât și cu neutrul pus la pământ prin intermediul unei bobine de stingere sau a unui rezistor.

Clasificatorul țărilor străine în conformitate cu standardul [10], prevede cinci moduri de tratare a neutrului. Adică în practica mondială în rețele de medie tensiune (1 – 69 kV), spre deosebire de rețelele de înaltă tensiune (110 kV și mai sus), se constată următoarele soluții privind tratarea neutrului în rețelele electrice MT:

1. *Neutrul izolat.* Este pe larg aplicat în statele postsovietice Rusia, Bielorusia, Ucraina, precum în Italia, Spania, China și în unele zone din Germania, Romania, Finlanda (rețelele aeriene 20 kV). Deoarece acest mod de tratare a neutrului rețelelor 1-69 kV posedă prea multe dezavantaje, acesta a fost eliminat din exploatare încă în anii 40-50 a secolului XX în majoritatea țărilor din Europa, Australia, America de Nord și de Sud.

2. *Neutrul compensat (legat la pământ prin bobină de stingere),* procedeu aplicat în majoritatea țărilor din Europa, China și în Rusia.

3. *Neutrul legat la pământ prin rezistență de mică sau mare valoare.* Această soluție se regăsește în Franța, în unele zone din Germania, Serbia, Bulgaria, Ungaria, Rusia. În ultimii ani acest mod de tratare este implementat și în România, Bielorusia, Ucraina datorită faptului că introducerea rezistenței în neutrul RE permite reducerea supratensiunilor în cazul defectelor monofazate.

4. *Schema mixtă sau soluție hibridă* (combinarea variantelor *b* și *c*). Această soluție se aplică în Germania, Serbia, Cehia.

5. *Neutrul legat direct la pământ.* Modalitatea de tratare a neutrului aplicată în rețelele din Marea Britanie și în rețelele din SUA, Canada (Soluția anglo-saxonă).

Principalele motive care pot genera diferențe între practicile fiecărei țări:

- legislația națională de reglementare;
- nivelul de tensiune utilizat de operatorul de distribuție;
- structura rețelei (buclată sau arborescentă, preponderent în cablu sau aeriană);
- funcțiile dezvoltate în cadrul schemei de protecție: de exemplu, unele țări permit funcționarea în dependență de curentul de defect, în timp ce altele preferă să elimine orice defecțiune din rețeaua de distribuție;

- tipurile de protecție utilizate în rețeaua de distribuție și configurațiile funcțiilor de protecție (praguri, temporizări), care depind de reglementările tehnice în vigoare din țara respectivă;
- echipamentul aflat în exploatare (utilizarea tot mai pe larg a cablurilor cu izolație reticulată și a transformatoarelor uscate care necesită o protecție sporită contra supratensiunilor).

În prezent, în cadrul RED-urilor din RM există două soluții de tratare a neutrului, reglementate de NAIE [9], implementate de-a lungul timpului după cum urmează:

1. Neutrul izolat;
2. Neutrul tratat prin bobină de stingere BSA, bobină cu reglaj manual sau automat.

Aceste sisteme de tratare sunt dedicate unor anumite configurații de rețea și prezintă avantaje și dezavantaje, ceea ce impune perfecționarea lor continuă. Majoritatea rețelelor de distribuție la tensiunile menționate funcționează în regim de compensare a curentului capacitiv prin bobină de stingere (BS). Mai există un număr redus de stații în care neutrul este izolat, dar numai acolo, unde rețelele de distribuție sunt scurte și curenții capacitivi pe stație au valori mici (sub 10 A).

Deoarece în momentul de față în rețelele 6 – 35 kV din țară investițiile sunt foarte greu de promovat, se va pune accentul pe îmbunătățirea modului de tratare a neutrului și posibilitățile de implementare a noilor modalități cu utilizarea rezistorului de neutru.

Studiile și cercetările efectuate în ultimii 15...20 de ani [11, 12, 13, 14, 15, 16] confirmă imposibilitatea obținerii unui criteriu tehnic sau tehnico-economic determinat privind alegerea soluției optime de tratare a neutrului în rețelele electrice MT. În acest fel, alegerea modului optimal de tratare a neutrului trebuie realizat în raport cu o rețea electrică concretă, în condițiile unei țări concrete.

**Actualitatea problemei** rezidă din faptul că la momentul actual în RM nu există studii și cercetări pentru implementarea tratării neutrului rezistiv sau combinat. De asemenea, nu sunt elaborate reglementări, indicații privind aplicarea soluțiilor posibile sau modalități de compensare a curenților capacitivi de punere la pământ. În Rusia, Bielorusia asemenea instrucțiuni sunt deja în vigoare [17, 18].

În rețelele electrice de distribuție din Republica Moldova se constată uzarea avansată a echipamentului electric, izolației acestora. Din acest motiv orice supratensiune, inclusiv ca urmare a punerilor monofazate la pământ, determină străpungerea izolației și transformarea defectului într-un scurtcircuit polifazat, eventual în câteva locuri concomitent.

Îmbunătățirea moduli de tratare a neutrului sau trecerea la tratarea rezistivă sau combinată va permite soluționarea acestor problemelor.

**Scopul acestei lucrări** constă în analiza potențialului de implementare a tratării neutrului rezistiv și combinat în rețelele electrice de distribuție din Republica Moldova și identificarea unui set de măsuri/acțiuni în vederea îmbunătățirii modurilor existente de tratare, precum și realizarea unor studii de caz prin modelarea regimurilor de funcționare a rețelelor electrice cu diferite moduri de tratare a neutrului.

**Obiectivele cercetării.** Pentru atingerea scopului enunțat în lucrare s-au formulat următoarele obiective:

- realizarea unui studiu bibliografic privind stadiul actual a problemei pe plan mondial și în Republica Moldova;
- analiza comparativă a diferitelor moduri de tratare a neutrului;
- analiza regimului de defect monofazat în RE MT și identificarea criteriilor de bază privind alegerea soluției optime;
- modelarea și simularea regimurilor normale și de defect monofazat metalic sau prin arc electric;
- aplicarea rezultatelor obținute pentru elaborarea setului de măsuri/recomandări aplicabile în condițiile RM.

**Ipoteza de cercetare:** îmbunătățirea modurilor existente de tratare a neutrului rețelelor de distribuție din Republica Moldova sau implementarea soluțiilor noi va contribui la reducerea supratensiunilor în cazul defectelor monofazate, excluderea evoluției defectelor monofazate în scurtcircuite polifazate, creșterea fiabilității în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor finali, reducerea numărului de deconectări și creșterea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție.

#### **Sinteza metodologiei de cercetare și justificarea metodelor de cercetare alese**

La realizarea obiectivelor propuse în lucrare s-au utilizat diverse instrumente matematice cum ar fi: modelarea matematică a regimurilor de funcționare ale rețelelor electrice în regim staționar și tranzitoriu provocat de punerea la pământ a unei faze (legare metalică la pământ și prin arc electric); calcule analitice; simulări în mediul de programare MatLab Simulink; încercări experimentale cu utilizarea standului de laborator „Analiza metodelor de tratare a neutrului în rețelele 6 – 35 kV”, elaborat în cadrul cercetărilor realizate în teza de doctorat.

Justificarea metodelor de cercetare este determinată de complexitatea fenomenelor care au loc în cazul defectelor monofazate, metalice sau prin arc electric. Regimurile tranzitorii provocate de acestea pot conduce la valori mult mai mari ale tensiunilor și curenților decât în regim stabilizat. Realizarea unor experimente și măsurări în rețelele electrice cu grad avansat de uzură poate provoca regimuri de avarie cu consecințe grave.

### **Implementarea rezultatelor științifice și valoarea aplicativă a lucrării**

Rezultatele cercetărilor au fost implementate la stațiile electrice „Centrala” 110/10 kV, „Bălți-330 kV” 330/110/10 kV și „CET-Nord” 110/10 kV ale întreprinderii S.A. RED-NORD: programul de calcul al curenților capacitivi de punere la pământ pentru orice configurație a rețelei; recomandările privind modurile eficiente de tratare a neutrului în rețelele RED-NORD și echipamentele corespunzătoare.

La Departamentul Energetica a UTM a fost elaborat un stand modern de laborator „Analiza metodelor de tratare a neutrului în rețelele 6 – 35 kV”. Standul permite modelarea regimurilor de tratare a neutrului (izolat, compensat) atât în cazul defectelor monofazate metalice cât și prin arc electric.

Rezultatele obținute sunt utilizate în procesul didactic, în cadrul disciplinelor Transportul și Distribuția Energiei Electrice și Partea Electrică a Centralelor și Stațiilor.

### **Aprobarea rezultatelor obținute**

Rezultatele elaborărilor din cadrul tezei de doctor au fost publicate, prezentate și discutate în cadrul unor seminare, simpozioane și conferințe de nivel național și internațional:

- Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series 2019, 2020.
- 6th International Conference of Electromechanical and Power Sistem – SIELMEN 2007 Craiova-Chișinău, October 2007.
- 9th International Conference of Electromechanical and Power Sistem – SIELMEN 2013 Craiova-Chișinău, October 2013.
- The 11th International Conference on Electromechanical and Power Engineering (SIELMEN 2017) Craiova-Chișinău, October 2017.
- 12th International Conference on Electromechanical and Energy Systems. SIELMEN 2019 Craiova-Chișinău, October 2019.
- Interantional scientific conference “Sustainable Energy Deavelopment of The Republic of Belarus: State And Prospects”. Minsk, octombrie, 2022.
- International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE). Iași, October 2022.
- Conferințele Tehnico-Științifice a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților din anii 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2014, 2016 Universitatea Tehnică a Moldovei, Chișinău, Moldova.
- Institutul de Energetică. Culegere de lucrări. Chișinău 2022.
- 10th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj-Napoca, Romania, 2023.

## Sumarul capitolelor tezei

Teza de doctor a fost elaborată în conformitate cu cerințele înaintate de către Agenția Națională de Asigurare a Calității în Educație și Cercetare. Teza include introducerea, 4 capitole structurate în paragrafe, adnotarea în limbile română, engleză și rusă, lista abrevierilor utilizate, lista tabelor și figurilor, concluzii generale și recomandări, lista bibliografică în număr de 106 titluri, 4 anexe. Numărul total de pagini al lucrării este 157 (până la bibliografie), conținând 122 figuri și 12 tabele.

În Introducere sunt prezentate aspectele generale privind actualitatea temei și necesitatea modernizării regimului de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV, argumentarea alegerii temei de cercetare, scopul și obiectivele tezei, problema științifică soluționată, metodologia cercetării, importanța teoretică și valoarea aplicativă a lucrării, precum și sumarul compartimentelor tezei.

În **Capitolul 1** sunt analizate aspecte de ordin general și de reglementare, având la bază experiența altor țări, privind soluțiile de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV. Este prezentat stadiul actual al cercetărilor în domeniu în baza unei documentări laborioase, analiza publicațiilor științifice, care include definirea conceptelor fundamentale. Se prezintă analiza comparativă a metodelor de tratare a neutrului.

În **Capitolul 2** se analizează metodele de creare a neutrului artificial, o măsură strict necesară pentru accesul fizic la neutrul rețelelor MT cu tratarea ulterioară a acestuia, exclusiv cazul neutrului izolat. Alegerea metodei eficiente depinde de soluția de tratare a neutrului, de schema instalației electrice, investițiile, etc.

În **Capitolul 3** sunt elaborate modelele matematice de calcul a parametrilor de regim a rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV pentru diferite modalități de tratare a neutrului, ceea ce a permis modelarea matematică a diferitelor regimuri de funcționare a rețelei, identificarea modului optimal de tratare a neutrului evitând încercări experimentale.

Sunt elaborate modelele matematice de funcționare a rețelelor electrice de distribuție în regim stabilizat și tranzitoriu de defect monofazat și normal de funcționare pentru diferite moduri de tratare a neutrului.

În **Capitolul 4** se prezintă calculele numerice și modelarea regimului de defect monofazat în RE MT cu diferite moduri de tratare a neutrului.

Studiul de caz, realizat în acest scop, pentru rețelele de distribuție 6-35 kV din Republica Moldova, prevede calculul regimurilor rețelei pentru diferite moduri de tratare a neutrului acesteia, modelarea acestor regimuri în programul Matlab Simulink, compararea rezultatelor obținute și recomandărilor privind modul eficient de tratare a neutrului în condiții concrete.



# 1. ANALIZA MODALITĂȚILOR DE TRATARE A NEUTRULUI ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE 6-35 kV

## 1.1. Modurile de legare la pământ a punctului neutru

„Punct neutru” este punctul comun al înfășurărilor transformatoarelor și generatoarelor conectate în „stea”. Punctul neutru este fizic accesibil în conexiunile înfășurărilor în „stea” sau în “zig-zag”. Conexiunea în „triunghi” nu permite accesarea unui punct neutru natural (fig.1.1).

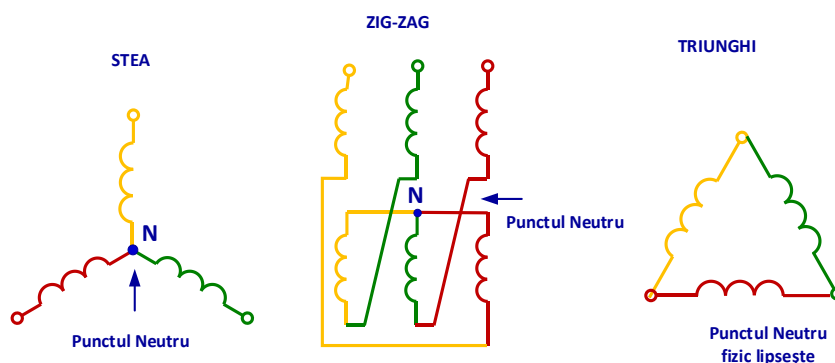
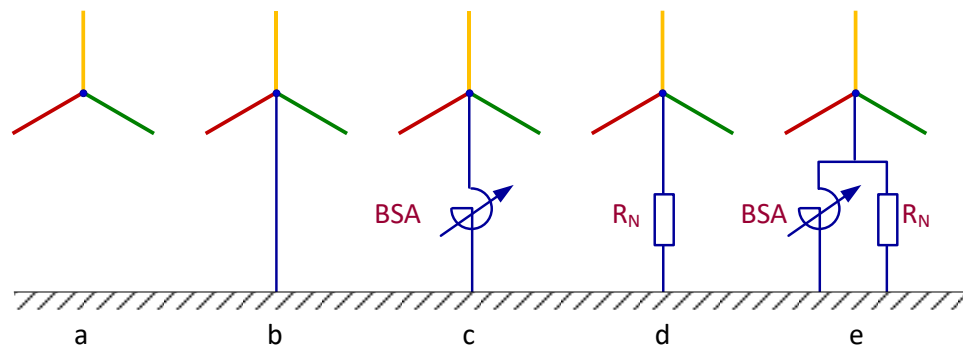


Fig. 1.1. Plasarea punctului neutru

Prin tratarea neutrilor unei rețele electrice se înțelege totalitatea caracteristicilor de stare a neutrilor tuturor înfășurărilor generatoarelor și transformatoarelor de tensiunea dată, având legătură electrică prin intermediul liniilor electrice.

Principalele moduri de tratare a neutrilor, utilizate în rețelele electrice de medie tensiune (fig.1.2) sunt:

1. *Neutru izolat*: între punctul neutru și pământ nu există legătură, ci doar o izolație capabilă să suporte creșterile de potențial apărute în regimurile de funcționare normal sau de defect monofazat. În cazul transformatoarelor de înaltă tensiune (ÎT)/ MT cu înfășurarea trifazată MT având conexiunea în triunghi, neutrul este fizic inaccesibil.
2. *Neutru compensat (legat la pământ prin BSA)*: între punctul neutru și pământ se intercalează o inductanță reglabilă, numită bobină de stingere a arcului electric BSA (cunoscută ca bobina lui Petersen) și are menirea de a crea un curent inductiv în locul defectului pentru compensarea curentului de punere la pământ cu caracter capacitiv.
3. *Neutru legat la pământ prin rezistență de valoare mică sau mare*: între punctul neutru și pământ se intercalează o rezistență ( $9 \div 8000$  Ohm). În acest caz, curentul de punere la pământ va conține atât componenta capacitivă, cât și activă.
4. *Neutru combinat (soluția mixtă)*: între punctul neutru și pământ se intercalează bobina BSA în paralel cu o rezistență.



**Fig. 1.2. Moduri de tratare a neutrilor în rețelele electrice de distribuție 6-35 kV**

Istoric și legislativ [9] în Republica Moldova sunt aplicate doar primele două variante. Pentru soluțiile 3 și 4 nu sunt realizate cercetări și, eventual, implementări.

Alegerea unei soluții de tratare a neutrilor rețelelor MT are o importanță semnificativă privind fiabilitatea de funcționare a rețelelor și determină principalii parametri rețelei: logica și schemele de protecție prin relee împotriva defectelor monofazate, nivelul supratensiunilor, care rezultă din punerile simple la pământ, valoarea curentului de punere la pământ, precum și nivelul de siguranță electrică a personalului și continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

Orice soluție de tratare adoptată presupune un efort de investiții mare și fundamentarea multilaterală a deciziei luate pentru o perioadă lungă de timp.

Pe plan mondial, problema alegerii unei metode eficiente de tratare a neutrilor în rețelele de medie tensiune este rezolvată în mod diferit. Acest fapt, în sine, demonstrează că niciuna dintre modalitățile cunoscute de tratare a neutrilor nu are un avantaj absolut în raport cu celelalte. Fiecare dintre ele poate fi caracterizat printr-un șir de avantaje și dezavantaje și este necesar de decis care din ele sunt prioritare pentru rețeaua electrică concretă examinată.

Analiza publicațiilor privind practicile de tratare a neutrilor în rețelele de distribuție, prezența diverselor modalități de tratare a neutrilor în Statele europene denotă următoarele: în rețelele în care a avut loc privatizarea, alegerea modului de tratare a neutrilor era dictată de aspectul economic, cum ar fi premii pentru alimentarea neîntreruptă a consumatorilor și altele. În rețelele mai vechi s-a dat prioritate îmbunătățirii serviciului de exploatare (ajustarea precisă a BSA, detectarea feederului defectat și altele) și cercetări profunde privind supratensiunile (încercări cu defecte monofazate prin arc electric). În Europa, odată cu dezvoltarea rețelelor electrice, se constată trecerea de la neutru izolat și cel rezistiv la tratarea prin BSA.

Trecerea istorică de la regimul neutrului izolat la regimul neutrului compensat a avut loc în Germania aproximativ 100 de ani în urmă, după prima publicație a lui V. Petersen [19]. Ceva mai târziu, neutrul compensat a început să fie implementat în Rusia și în Europa, cum ar fi Italia, Austria, Marea Britanie, Cehia, Slovacia, Spania, Portugalia, Franța și altele.

*Germania* [20, 21]. În rețelele Electrice din Germania în ultimii ani are loc procesul de trecere de la liniile electrice aeriene (LEA) la linii electrice în cablu (LEC), ceea ce determină creșterea curenților capacitivi care ating valori de peste 500 A, în unele rețele depășesc 1000 A. Pentru compensarea acestor curenți se utilizează BSA (bobinele lui Petersen). Regimul neutrului compensat și problemele ce apar la detectarea feederilor avariate în regimul punerii simple la pământ au impus elaborarea unei strategii de dezvoltare a regimurilor de tratare a neutrului. În acest scop Compania Avacon AG a realizat un set de încercări de defecte monofazate la barele stațiilor de transformare. În baza analizelor rezultatelor obținute prin încercări și a unor calcule tehnico-economice realizate, Compania Avacon AG a decis, ca fiind cel mai optimal, trecerea la regimul combinat de tratare a neutrului: BSA eficient elimină punerile monofazate prin arc electric, iar în cazul punerilor monofazate metalice la pământ rezistorul se conectează pe o durată scurtă de timp, ceea ce este de ajuns pentru depistarea și deconectarea feederului avariata.

*Italia* [22, 23, 24]. Până la începutul anilor '90 majoritatea rețelelor de distribuție din Italia au funcționat cu regimul neutrului izolat. Primele BSA au fost instalate în anul 1995. Statistica acumulată până în anul 2000 a demonstrat că în cazul a 95% din defectele monofazate înregistrate a avut loc autostingerea arcului de punere la pământ și avariile nu s-au extins. În raportul ENEL Distribuzione [24] sunt expuse totalurile implementării BSA pe parcursul a 10 ani. Concluziile sunt următoarele: reducerea supratensiunilor până la nivelul cerut poate fi obținută numai prin implementarea BSA (variante alternativă fiind conectarea în secundar a unui rezistor).

*Marea Britanie* [25, 26]. În anul 2008 a fost publicat [25] proiectul în care se propune implementarea BSA cu sistem de corecție a curențului remanent. Scopul urmărit - creșterea productivității rețelelor și reducerea numărului de deconectări a consumatorilor. Actualmente, o parte din rețelele 20 kV funcționează în regimul neutrului tratat prin rezistor de tratare a neutrului (RTN) cu valoare mică de 20  $\Omega$ .

*Franța* [27]. Începând cu anii 1950 rețelele electrice de distribuție din Franța funcționează cu neutru tratat prin rezistor. Începând cu anii 1980 Électricité de France (EDF) demarează programul de elaborare a politicii de creștere a calității energiei electrice livrate, care prevedea reducerea numărului de defecte monofazate, reducerea deconectărilor consumatorilor finali, creșterea securității electrice, etc. Reieșind din structura rețelelor electrice locale și scopul urmărit, EDF decide implementarea BSA.

*Spania* [28]. Prima BSA a fost pusă în funcție în anul 2000. Pe parcursul primului an de exploatare BSA, conform datelor statistice, a avut loc reducerea defectelor monofazate cu 40%.

*Portugalia* [29]. Către anul 2008 în Portugalia existau două moduri de tratare a neutrului rețelelor MT: neutru izolat și compensat. EDP - Energias de Portugal (formerly Electricidade de Portugal) constată calitatea sporită de deservire a consumatorilor alimentați de la stațiile electrice cu neutru tratat prin BSA.

În urma studiului experienței europene privind alegerea regimului de tratare a neutrului rețelelor de distribuție 6-35 kV se constată necesitatea de realizare a unui volum mare de cercetări experimentale ale defectelor monofazate prin arc electric și metalice, monitorizarea de durată a parametrilor de regim (supratensiuni, curenți de defect, etc.), analiza statistică echipamentelor defectate, calcule tehnico-economice, etc.

Principalele aspecte care trebuie studiate la alegerea unei soluții de tratare a neutrului rețelelor electrice MT sunt [14, 30, 31]:

- asigurarea continuității alimentării consumatorilor cu energie electrică;
- prevenirea deteriorării echipamentelor electrice în regimul defectului monofazat din cauza supratensiunilor și transformării simplei puneri la pământ în defecte duble sau scurtcircuite polifazate;
- asigurarea securității electrice la exploatarea instalațiilor electrice;
- realizarea unor sisteme de protecție selective și rapide sau a unor automatizări corespunzătoare.

Utilizarea neutrului izolat sau compensat în rețelele MT în perioada dezvoltării sistemului electroenergetic era justificată, deoarece corespundea totalmente stării rețelelor la acel moment:

- gradul redus de rezervare a alimentării consumatorilor de energie electrică;
- starea relativ bună a izolației echipamentului electric care se afla în funcționare o durată mică de timp;
- capacitatea de autore stabilire a izolației defectate la punerile monofazate la pământ ale cablurilor 10 (6) kV cu hârtie impregnată cu ulei, pe larg utilizate în acea perioadă;
- curenți mici de punere la pământ, care asigurau securitatea electrică.

În ultimele decenii situația s-a schimbat esențial. Foarte mult a crescut gradul de uzură a instalațiilor electrice, în unele cazuri fiind catastrofală. Păstrarea regimului de punere la pământ, însoțit de supratensiuni considerabile, implică defecte multiple în rețelele în cablu deja învechite. Din altă parte, a crescut gradul de rezervare a consumatorilor, de aceea deconectarea unei linii nu prezintă pericolul pierderii definitive a alimentării cu energie electrică. Proprietatea de bază a rețelelor MT de a păstra în alimentare consumatorii în regimul de punere la pământ și-a pierdut

actualitatea. În rețelele moderne sarcina de bază a personalului operativ constă în lichidarea cât mai rapidă a stării de avarie în rețea, dar nu cea de a păstra alimentarea consumatorilor în regimul de punere la pământ, destul de periculos prin consecințele sale [32, 33, 34].

Luând în considerație cele expuse mai sus, majoritatea specialiștilor propun de examinat regimul de defect monofazat ca unul de avarie, care necesită deconectare automată cu trecerea alimentării consumatorilor prin liniile de rezervă. Argumentele sunt următoarele:

- complexitatea și siguranța redusă a sistemelor de reglare automată a bobinelor de stingere, imposibilitatea compensării totale a curentului capacitiv de punere la pământ;
- creșterea nivelului armonicilor superioare în curentul de punere la pământ;
- necesitatea asigurării simetriei capacităților de fază în raport cu pământul a rețelei în regimul de compensare;
- fenomenele de ferorezonanță, deplasarea neutrului și defectarea transformatoarelor de tensiune în regimul de punere la pământ;
- utilizarea tot mai pe larg a cablurilor cu izolație reticulată în loc de cele cu hârtie impregnată care nu au proprietatea de autore stabilire;
- utilizarea tot mai pe larg a transformatoarelor uscate care necesită o protecție sporită contra supratensiunilor.

Tratarea neutrului este o problemă mult discutată în evoluția și dezvoltarea rețelelor electrice datorită numeroșilor factori ce trebuie luați în considerare la alegerea uneia din soluții, precum și a implicațiilor pe care le atrage adoptarea acesteia. Dintre factorii ce trebuie luați în considerare, din punct de vedere al rețelei, se pot menționa [35, 36, 37]:

- cerințele privind calitatea alimentării consumatorilor și asigurarea continuității alimentării acestora;
- gradul de rezervare în alimentarea consumatorilor;
- caracteristicile rețelei și echipamentelor:
  - natura rețelei în cauză (rețea aeriană, în cablu sau mixtă);
  - structura rețelei (lungime, posibilități de buclare);
  - gradul de îmbătrânire a izolației;
  - valoarea admisibilă a curenților de defect;
- valorile supratensiunilor și a curenților de defect;
- posibilitatea realizării unor sisteme de protecție selective și rapide sau a unor automatizări corespunzătoare;
- tehnologiile utilizabile pentru detectarea și separarea defectelor;

- posibilitatea realizării unor protecții eficiente împotriva accidentării de persoane și de animale, precum și a unor protecții împotriva extinderii avariilor;
- reglementările și normele privind securitatea persoanelor și animalelor;
- valorile rezistențelor parcului de prize de pământ;
- economicitatea soluției și necesitatea realizării unor tipuri de echipamente noi.

Siguranța funcționării sistemelor de alimentare cu energie electrică în mare măsură este determinată de nivelul de siguranță a rețelelor 6 – 35 kV. Conform [32, 38, 39,] majoritatea avariilor în aceste rețele sunt cauzate de supratensiuni interne:

- supratensiuni de comutație, care apar în urma acționării aparatelor electrice de comutație în procesele de manevrare tehnologică;
- supratensiuni de avarie, care apar ca urmare a unor procese tranzitorii la conturnarea izolației (în cazul liniilor aeriene – inclusiv supratensiunile atmosferice) sau la arderea instabilă a arcului electric la locul defectului monofazat (de regulă în liniile electrice în cablu);
- supratensiuni de rezonanță în rețelele cu bobine de stingere conectate în neutrul transformatoarelor.

Cel mai mare pericol îl prezintă supratensiunile de arc și caracterul intermitent de ardere a acestuia la locul străpunerii izolației de fază la pământ, deoarece este posibilă transformarea simplei puneri la pământ în defecte duble sau scurtcircuite polifazate. Procesul de stingere și reaprindere a arcului electric provoacă procese tranzitorii complicate, intensitatea cărora depinde de mai mulți factori cum ar fi: capacitatea și rezistența rețelei, caracteristica arcului electric, etc.

Pentru reducerea supratensiunilor în rețelele electrice se aplică măsuri și procedee care pot fi divizate în două grupuri mari:

- măsuri preventive. Măsurile care acționează permanent și au ca scop prevenirea sau reducerea supratensiunilor. În rețelele 6 – 35 kV măsurile preventive se consideră legarea neutrului prin bobina de stingere (BS) sau prin rezistență (de valoare mică sau mare);
- măsuri de comutație: eclatoare, descărcătoare și limitatoare de supratensiuni (LTS).

Rezultatele monitorizării supratensiunilor în regimul punerii monofazate la pământ în rețelele electrice în cablu [11, 39] demonstrează că descărcătoarele și limitatoare de supratensiuni, având nivelul de limitare  $(3,2 - 3,4)U_{fm}$ , nu fac față supratensiunilor în regim de defect monofazat și caracteristicile lor energetice nu pot fi determinate de acest tip de supratensiuni.

Deci, în rețelele electrice MT principala metodă de limitare a supratensiunilor cauzate de defecte monofazate este alegerea regimului de tratare a neutrului.

În acest fel, în dependență de modul de tratare a neutrului, se modifică nu numai curenții de punere la pământ, ci și valoarea și forma undei de supratensiuni, ce apar la arderea instabilă a arcului în locul de defect sau la fenomenele de ferorezonanță.

În cazul supratensiunilor de comutație valoarea supratensiunilor nu depinde de starea neutrului și este determinată de caracteristicile întreruptoarelor.

În conformitate cu literatura de specialitate [12, 40, 41, 42], se enumeră cerințele tehnice ce trebuie îndeplinite pentru a asigura o gestionare optimă a neutrului în rețelele electrice MT. Aceste cerințe pot fi grupate în următoarele categorii:

- Cerințe determinate de curent:
  - reducerea curenților de defect monofazat la valori mici;
  - minimizarea efectelor arcului electric, cu posibilitatea autostingerii acestuia, dacă este posibil;
  - limitarea influențelor asupra altor rețele, cum ar fi liniile de telecomunicații;
  - asigurarea nivelului minim a tensiunilor de atingere și de pas în proximitatea locului defectului.
- Cerințe determinate de tensiune:
  - minimizarea creșterii tensiunii pe fazele sănătoase;
  - utilizarea de descărcătoare cu tensiuni nominale mai scăzute;
  - asigurarea izolației adecvate a fazelor pentru excluderea defectele multiple;
  - reducerea supratensiunilor de arc și supratensiunilor de comutație;
  - excluderea tensiunilor homopolare în condițiile de funcționare normale ale rețelei electrice;
  - evitarea fenomenelor de ferorezonanță după remedierea defectului.
- Cerințe determinate de consumatori:
  - asigurarea continuității alimentării consumatorilor racordați la aceste rețele în concordanță cu tehnologia proceselor industriale;
  - implementarea unui sistem de detectare automată și selectivă a defectelor;
  - eliminarea întreruperilor de scurtă durată.

Important de menționat că aceste cerințe nu pot fi îndeplinite în ansamblu, fiind dependente de tensiune, structura și caracteristicile rețelei, etc. De exemplu, rețelele cu neutru izolat corespund, în mare măsură, cerințelor determinate de curent, pe când rețelele cu neutru legat la pământ corespund cerințelor determinate de tensiune.

Deci, un echilibru adecvat între aceste cerințe va asigura continuitatea și fiabilitatea necesară în alimentare a consumatorilor cu energie electrică, realizarea protecțiilor respective și a instalațiilor de legare la pământ, va garanta securitatea electrică a persoanelor și animalelor,

precum și se va reduce numărul deconectărilor și costurilor aferente acestora. Operatorul de rețea trebuie să fie cointeresat în căutarea de soluții pentru implementarea procedeele eficiente de tratare a neutrului și sistemelor de protecție prin rele și automatizări corespunzătoare, care au ca obiectiv atât eliminarea eficientă a defectelor trecătoare, fără deconectarea consumatorilor, cât și detectarea și deconectarea rapidă și selectivă a defectelor monofazate permanente.

Din punct de vedere al eliminării defectelor monofazate, procedeele de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV pot fi divizate în două categorii principale:

- procedee de tratare a neutrului în care nu apare necesitatea deconectării rețelei în cazul unui defect monofazat permanent: neutrul izolat, neutrul legat la pământ prin bobină de stingere acordată BSA, neutrul legat la pământ prin rezistență de valoare mare.
- procedee de tratare a neutrului în care apare necesitatea de deconectare rapidă a defectelor monofazate: neutrul legat la pământ prin rezistor cu valoarea rezistenței mică, legarea neutrului la pământ prin rezistor și „întreruptor șunt”.

În prima categorie intră acele procedee care permit păstrarea alimentării consumatorilor pe durata defectelor monofazate, deoarece deconectarea poate afecta procesul tehnologic, cauza prejudicii economice importante și riscuri de electrocutare. Aceste procedee sunt aplicate, de regulă, în cazul rețelelor electrice MT aeriene, unde majoritatea defectelor monofazate sunt trecătoare.

## 1.2. Regimul neutrului izolat

Conform p. 1.7.6 [9] neutrul izolat este neutrul unui transformator sau generator care nu este conectat la conturul de legare la pământ sau legat la acesta printr-o rezistență mare a dispozitivelor de semnalizare, măsurare, protecție sau a altor dispozitive similare.

În fig.1.3. este prezentată schema de principiu a unei rețele care funcționează cu neutrul izolat. Schema de conexiuni a înfășurărilor transformatorului 110 kV/10 kV stea/triunghi. Neutrul rețelei 10 kV este inaccesibil și implicit izolat. Impedanța dintre neutrul înfășurării de 10 kV și pământ este foarte mare, teoretic de valoare infinită.

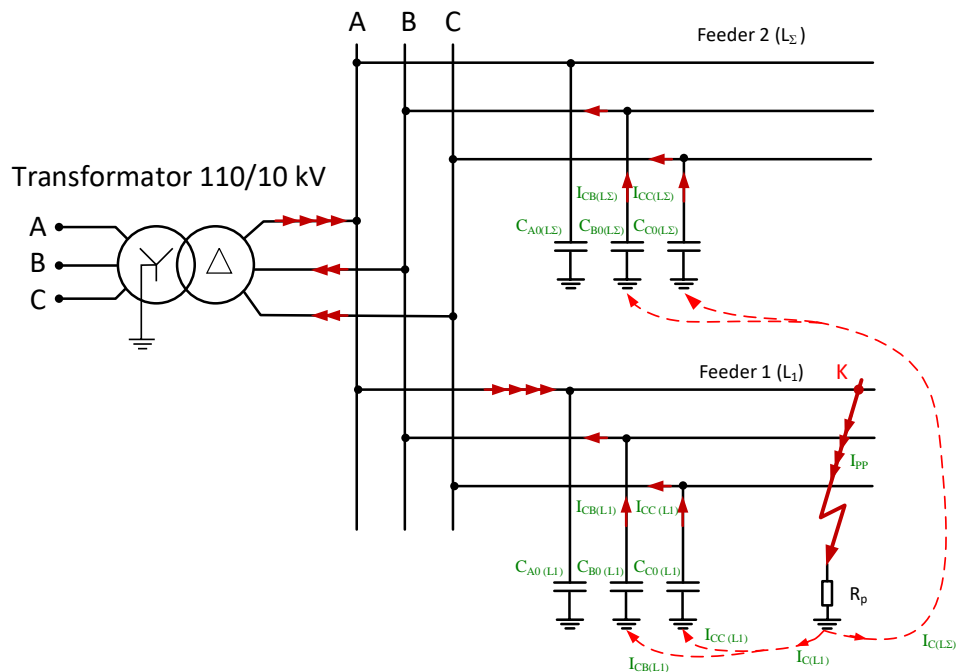
Într-o rețea simetrică, fiecare conductor va avea aceeași capacitate față de pământ și pentru un sistem simetric de tensiuni aplicat rețelei, curenții prin capacitățile la pământ vor fi egali și defazați cu  $120^\circ$ . Tensiunile pe fiecare fază vor fi egale și defazate de asemenea cu  $120^\circ$ . În consecință nu va exista deplasarea neutrului transformatorului de alimentare.

Rețeaua electrică este caracterizată de capacitățile distribuite ale fazelor în raport cu pământul  $C_A, C_B, C_C$ . Capacitățile dintre faze pot fi neglijate. În regim normal de lucru a rețelei



tensiunile fazelor în raport cu pământul ( $\vec{U}_A, \vec{U}_B, \vec{U}_C$ ) sunt simetrice și egale cu tensiunea de fază  $\vec{U}_f$ . Curenții capacitivi față de pământ  $\vec{I}_{COA}, \vec{I}_{COB}, \vec{I}_{COC}$  la fel sunt simetrici și egali între ei.

Suma geometrică a curenților capacitivi din cele trei faze este egală cu zero.

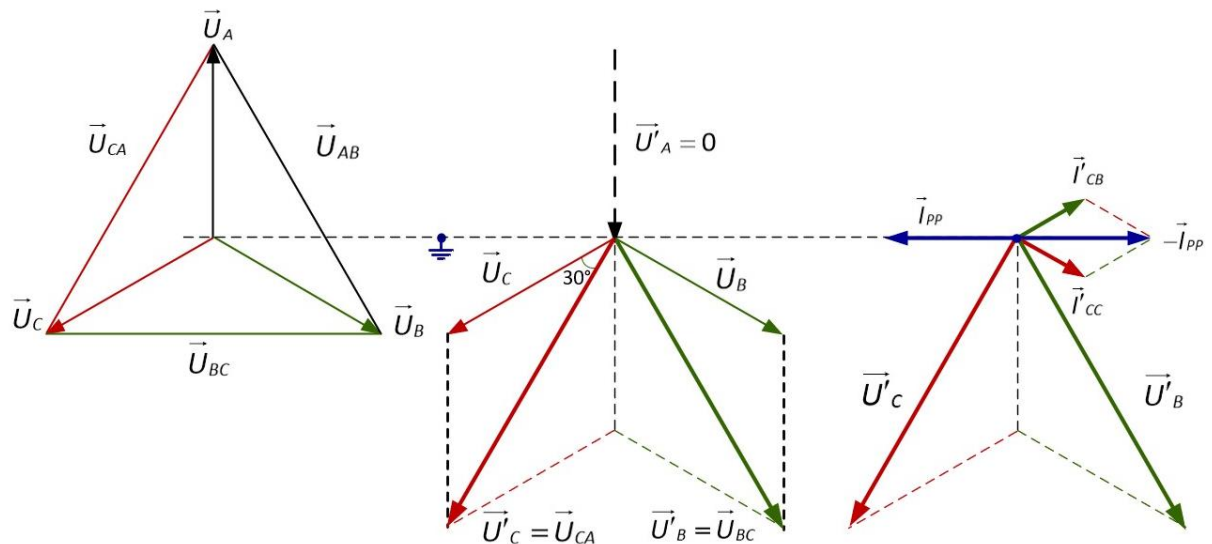


**Fig.1.3. Schema de principiu a unei rețele cu neutrul izolat**

Curenții capacitivi în regimul normal de lucru au intensități mult mai mici față de curenții de sarcină și, de regulă, nu întrec valori de câțiva amperi și nu influențează încărcarea generatoarelor.

În regim de avarie, când faza A este pusă net la pământ (punctul K din fig.1.3. și  $R_p = 0$ ) (fig.1.3), tensiunea dintre faze (tensiunea de linie) și curenții de sarcină nu sunt afectați. Se modifică tensiunea de fază: pe faza avariata devine egală cu zero  $\vec{U}_A = 0$ , iar tensiunile fazelor sănătoase cresc de  $\sqrt{3}$  ori.

Componenta capacitivă a curentului la locul de defect este defazată cu  $90^\circ$  față de tensiunea neutrului (fig. 1.3) [12, 40].



**Fig.1.4. Diagrammele fazoriale în regim de punere la pământ a unei rețele cu neutrul izolat**

Valoarea curentului în locul punerii fazei la pământ este cu atât mai mare cu cât capacitatea homopolară este mai mare, adică cu cât rețeaua legată galvanic cu locul defectului este mai extinsă. Comparativ cu curenții de sarcină, curenții capacitivi au valori mult mai mici, ceea ce permite a considera că tensiunile pe fazele sănătoase practic nu se modifică. Consumatorii trifazați, racordați la tensiunea de linie, nu vor simți defectul și pot funcționa în continuare, fără deconectarea imediată a punerii la pământ. Acest aspect este important și avantajos pentru consumatorii industriali, ale căror procese tehnologice nu permit întreruperi neprevăzute în alimentarea cu energie electrică, având consecințe grave și daune semnificative.

Avantajele rețelelor electrice 6-35 kV cu neutrul izolat sunt următoarele:

- grad ridicat al continuității în alimentare cu energie electrică a consumatorilor. Posibilitatea funcționării rețelei electrice în regim de defect monofazat, pe timp limitat, determinat de regulamentele în vigoare [43], până la detectarea și deconectarea elementului defectat;
- valoarea redusă a curentului de punere la pământ  $I_{pp}$ ;
- nu este nevoie de echipamente și cheltuieli suplimentare pentru priza de pământ;
- posibilitatea autostingerii arcului și autoremedierea punerii la pământ;
- gradient scăzut de potențial la locul de defect, cu excepția dublelor puneri monofazate la pământ.

Dezavantajele rețelelor electrice 6-35 kV cu neutrul izolat sunt următoarele:

- necesitatea izolării neutrului echipamentelor la valoarea tensiunii de fază a rețelei și necesitatea izolării fazelor tuturor instalațiilor la tensiunea de linie a rețelei, ceea ce implică cheltuieli suplimentare multiple  $\sqrt{3}$  ori;

- probabilitatea apariției în locul defectului a arcului electric intermitent și supratensiunilor determinate de acest arc, care pot atinge valoarea de  $(3,5-4,7)U_{f,max}$ ;
- posibilitatea apariției unor supratensiuni de comutație și de rezonanță de valori mari;
- posibilitatea apariției dublelor puneri la pământ, evoluarea defectelor monofazate în scurtcircuite polifazate;
- depășirea limitelor admisibile ale tensiunilor de atingere și de pas;
- posibilitatea deteriorării întreruptoarelor în cazul deconectării dublelor puneri la pământ;
- detectarea și izolarea defectului poate dura mult timp, depășind cel admisibil;
- funcționarea neselectivă a protecției prin relee;
- îmbătrânirea rapidă a izolației supusă supratensiunilor de valori mari;
- pericol înalt de electrocutare a oamenilor sau animalelor care se află în zona defectului;
- perturbații în liniile electrice aeriene în cazul defectelor prin arc electric intermitent.

Valorile limită a curentului de punere la pământ cu caracter capacitiv, impuse de NAIE [9], au fost determinate reieșind din posibilitatea autostingerii arcului electric de defect încă în anii 30 a secolului trecut, valabile până în prezent. Regimul neutrului izolat se aplică pe larg pentru rețelele aeriene. Pentru rețele în cabluri puțin extinse cu nivel înalt de izolație (menținut în permanență) și la care sunt conectați consumatori perseverenți din punctul de vedere al continuității în alimentare cu energie electrică, curentul capacitiv nu va depăși 10 A.

În urma realizării unui studiu bibliografic amplu în domeniul tratării neutrului rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV, cu accent pe avantajele și dezavantajele, s-a stabilit că neutrul izolat este un mod de tratare depășit și periculos (supratensiunile pot atinge nivelul de  $4,27E_m$ ), actualmente exclus din exploatare în majoritatea țărilor dezvoltate.

### **1.3. Regimul neutrului tratat prin bobină de stingere**

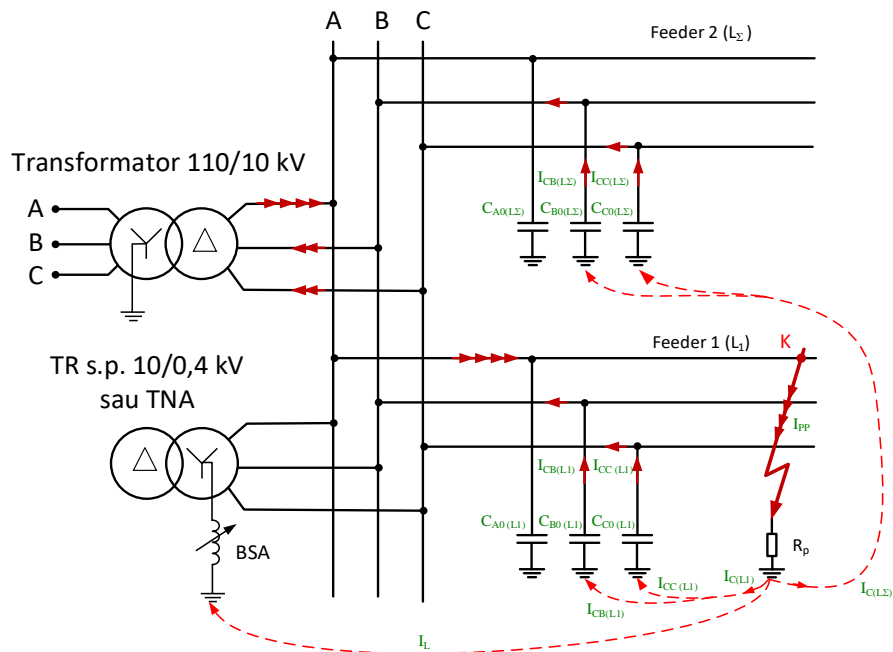
Tratarea neutrului rețelelor electrice de distribuție prin bobina de stingere BSA se utilizează pe larg în multe state, precum și în Republica Moldova, considerată, până nu demult, ca soluția optimă pentru rețele de medie tensiune.

În fig.1.5. este prezentată schema principală a unei rețele cu neutrul legat la pământ prin bobină de stingere.

În cazul unui puneri la pământ în locul de defect apare un arc electric care se stinge și se reaprinde succesiv. Arcul electric intermitent și supratensiunile care îl însoțesc pot să persiste un număr mare de perioade ale curentului electric, ceea ce poate avea drept consecință străpungerea izolației rețelei și în alte puncte, unde aceasta este mai slabă. În așa mod simpla punere la pământ

poate să se transforme în defecte multiple sau scurtcircuite bifazate cu punere la pământ sau scurtcircuite trifazate.

În cazul rețelelor electrice MT arcul electric devine intermitent dacă curentul de punere la pământ are valori cuprinse între 5 și 30 A. Pentru curenți mai mici de 5 A arcul se stinge la prima trecere a curentului prin zero și nu se mai aprinde la revenirea tensiunii, iar pentru curenții mai mari de 30 A arcul electric arde în permanență.



**Fig.1.5. Schema de principiu a rețelei cu neutrul tratat prin bobină de stingere**

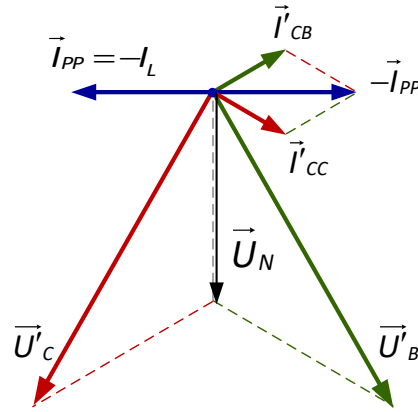
O metoda eficientă de reducere a curenților capacitivi (de punere la pământ) este utilizarea bobinei de stingere a arcului electric BSA (Petersen coil). În cazul apariției unei puneri la pământ într-o rețea având neutrul tratat prin BSA, tensiunea de deplasare a neutrului provoacă un curent inductiv  $I_L$  prin bobină, care compensează curentul capacitiv de defect. Printr-o alegere corectă a reactanței BSA, cei doi curenți la locul de defect ( $I_L$  și  $I_C$ ) pot fi considerați aproximativ egali, diferența fiind practic nulă. În acest caz curentul total prin locul de defect va avea o valoare apropiată de zero, ceea ce creează condiții de stingere a arcului electric la prima trecere prin zero a curentului. Astfel, defectele trecătoare se elimină instantaneu.

Tensiunea punctului neutru al rețelei va fi aproximativ egală cu tensiunea de fază, iar tensiunea pe fazele sănătoase va fi egală cu tensiunea de linie a rețelei.

Tensiunea aplicată BSA -  $U_N = -U_A$ , curentul prin BSA  $I_L$  va fi defazat cu  $\pi/2$  în urma tensiunii  $U_A$  fiind în opoziție de fază cu curentul de punere la pământ:

$$\bar{I}_{pp} = \bar{I}'_{CB} + \bar{I}'_{CC}. \quad (1.1)$$

Diagrama fazorială a curenților și tensiunilor este redată în fig.1.6.



**Fig.1.6. Diagrama fazorială a curenților și tensiunilor**

Gradul de acordare al inductanței BSA:

$$q = I_L/I_C. \quad (1.2)$$

Prin reglarea inductanței se poate obține acordul perfect, adică  $q=1$ , care corespunde curentului de punere la pământ practic egal cu zero, deoarece în acest curent se regăsește componenta activă datorată conductanței izolației și pierderilor active în BSA.

Compensarea perfectă a curentului de defect cu caracter capacitiv este cunoscută ca acord la rezonanță, ceea ce corespunde stării de rezonanță în circuitul RLC paralel, format din inductanța BSA ( $L_N$ ) și capacitățile în raport cu pământ ale fazelor rețelei ( $3C_0$ ). Deci:

$$q = \frac{1}{3\omega^2 L_N C_0}, \quad (1.3)$$

iar pulsația de rezonanță a circuitului RLC este

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{3L_N C_0}}. \quad (1.4)$$

Pentru  $q=1$  rezultă  $\omega=\omega_0$ .

Situația în care  $q<1$  se numește subcompensare, iar pentru care  $q>1$ , supracompensare.

În mod practic nu se impune asigurarea strictă a condiției de rezonanță. Se admite un dezacord de 5% - 25%. De exemplu, în Germania, conform standardului VDE [44], dezacordul maxim acceptat este de 10 – 15%, în RM se permite reglarea cu supracompensare de 5 – 10% [43]. Subcompensarea, de regulă, nu se admite.

Dezacordul BSA trebuie efectuat în direcția supracompensării, astfel încât curentul de punere la pământ să rămână inductiv, pentru a nu se produce fenomene de rezonanță. În practică, chiar la acordarea perfectă a BSA, curentul de punere la pământ nu devine niciodată nul, deoarece există curent remanent, determinat de componentele active ale curentului de defect și de armonici.

În regim normal de funcționare a rețelei compensate, între punctul neutru al acesteia și pământ există o diferență de potențial, numită tensiune de deplasare a neutrului. Mărimea acestei tensiuni se poate calcula cu expresia generală:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A \underline{Y}_A + \underline{U}_B \underline{Y}_B + \underline{U}_C \underline{Y}_C}{\underline{Y}_A + \underline{Y}_B + \underline{Y}_C + \underline{Y}_N} \quad (1.5)$$

Dacă sistemul trifazat de tensiuni se consideră echilibrat:

$$\underline{U}_A = U_f, \quad \underline{U}_B = a^2 U_f, \quad \underline{U}_C = a U_f, \quad (1.6)$$

iar admitanțele (Y) fazelor rețelei sunt egale

$$\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_C = G_0 + j\omega C_0, \quad (1.7)$$

atunci tensiunea de deplasare a neutrului este egală cu zero. În realitate, cât capacitățile  $C_0$ , atât și admitanțele fază-pământ nu sunt egale. Deci tensiunea de deplasare a neutrului este o mărime complexă, caracterizată prin modul și fază, valorile cărora depind de gradul de dezechilibru al admitanțelor fază-pământ precum și de gradul de acordare BSA.

Valoarea curenților capacitivi poate să se modifice în urma conectării și deconectării liniilor electrice, schimbării configurației rețelelor electrice, degradării izolației, fapt care necesită urmărirea curentului capacitiv și acordare continuă a inductivității BSA la condițiile rețelei. În acest scop este necesar ca BSA să fie prevăzute sisteme de reglaj automat care, în funcție de valoarea curenților capacitivi, asigură continuu gradul de compensare necesar [45]. Prezența bobinelor de stingere corect acordate este un factor de reducere a întreruperilor în funcționarea rețelelor de distribuție datorate defectelor monofazate. Însă în cazul defectelor prin arc electric intermitent există un pericol permanent de supratensiuni de comutație și de ferorezonanță. Solicitarea îndelungată a izolației rețelei la tensiunile în regim staționar sau/și apariția unor supratensiuni tranzitorii de valori mari conduce la îmbătrânirea izolației și la străpungerea acesteia în cele mai slabe puncte, transformând, ca și în cazul rețelelor cu neutrul izolat, simpla punere la pământ în dublă punere la pământ, posibil și la scurtcircuite polifazate.

Racordarea BSA poate fi realizată la neutrul accesibil al transformatorului de servicii proprii (TSP). Dacă neutrul rețelei nu este accesibil, este necesară montarea unui transformator de creare a neutrului artificial TNA.

Avantajele neutrului compensat prin BSA sunt:

- grad ridicat al continuității în alimentare cu energie electrică a consumatorilor. Posibilitatea funcționării rețelei electrice în regim de defect monofazat, pe timp limitat;
- valoarea redusă a curentului de punere la pământ  $I_{pp}$ ;

- gradient scăzut de potențial la locul de defect, cu excepția dublelor puneri monofazate la pământ.

Dezavantajele rețelelor electrice 6-35 kV cu neutrul compensat cu BSA sunt:

- necesitatea izolării neutrului echipamentelor la valoarea tensiunii de fază a rețelei și necesitatea izolării fazelor tuturor instalațiilor la tensiunea de linie a rețelei, ceea ce implică cheltuieli suplimentare multiple  $\sqrt{3}$  ori;
- exploatarea dificilă în cazul bobinelor fără reglaj automat;
- cheltuieli suplimentare cu sistemele automate pentru reglarea continuă a curentului BSA;
- posibilitatea apariției unor supratensiuni de comutație și de rezonanță de valori mari, mai ales în cazul arcului electric intermitent;
- posibilitatea apariției dublelor puneri la pământ, evoluarea defectelor monofazate în scurtcircuite polifazate;
- cheltuieli suplimentare cu priza de pământ;
- curenți mici de punere la pământ determină funcționarea neselectivă și sensibilitate redusă a protecției;
- detectarea și izolarea defectului poate dura mult timp, depășind cel admisibil;
- îmbătrânirea rapidă a izolației supusă supratensiunilor de valori mari;
- dificultatea extinderii rețelei;
- pericol de electrocutare a oamenilor și animalelor pe durata defectului monofazat.

În acest mod, regimul neutrului compensat este superior celui izolat. În rețelele compensate, supratensiunile sânt mult mai reduse ca durată și ca amplitudine în raport cu cazul neutrului izolat, cu atât mai mult, cu cât BSA este acordată mai aproape de rezonanță. Curentul de punere la pământ în locul defectului are, de regulă, valori mai mici de 5 A, astfel se creează condițiile necesare pentru stingerea arcului electric la trecerea prin zero a curentului.

Stingerea naturală a arcului electric la locul de defect nu necesită deconectarea liniei, deci întreruperea alimentării consumatorilor.

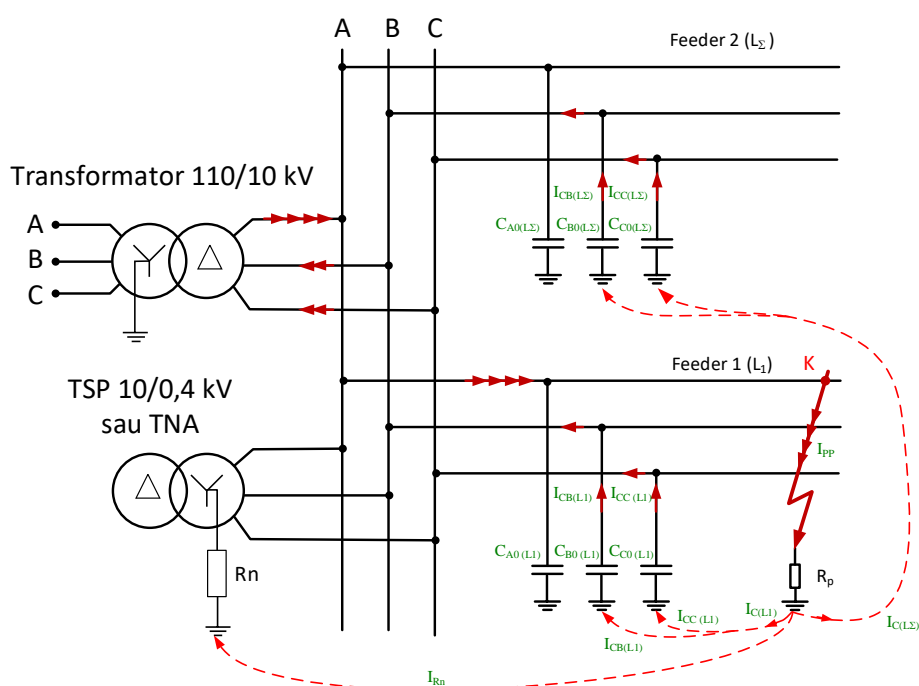
Localizarea defectului permanent se face, în marea majoritate a cazurilor, prin căutare, declanșând și anclanșând pe rând plecările din stație, iar după găsirea defectului, deconectarea plecării și eventual la trecerea pe o alimentare de rezervă a unora din consumatori. Aceste comutații repetate conduc la goluri de tensiuni și întreruperi de scurtă durată a consumatorilor și la cele mai ridicate valori de supratensiuni tranzitorii și temporare (în unele cazuri chiar de rezonanță).

Eficiența eliminării defectelor trecătoare este foarte bună în rețelele electrice aeriene. În rețelele electrice în cablu defectele sunt permanente cu caracter neautoregenerator al izolației acestora. Se recomandă deconectarea cât mai rapidă a cablului avariât.

Instalarea BSA în rețelele în cablu implică cheltuieli importante, deoarece aceste bobine se dimensionează reieșind din valoarea curentului capacitiv al rețelei în cablu, care este mai mare ca cel al rețelei aeriene.

#### 1.4. Regimul neutrului tratat prin rezistor

În fig.1.7 este prezentată schema de principiu a unei rețele MT cu neutrul legat la pământ prin rezistor și căile de închidere a curenților în cazul unui defect monofazat.



**Fig.1.7. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat prin rezistor**

În majoritatea țărilor europene, cât și în cele anglofone, tratarea neutrului prin rezistor este utilizată pe scară largă în rețelele electrice industriale. În special în rețelele cu motoare electrice MT, precum și în rețelele de cablu orășenești cu rezervarea consumatorilor de energie electrică.

Tratarea neutrului prin rezistor permite rezolvarea în mod cardinal a problemelor legate de supratensiuni la defecte monofazate prin arc electric intermitent, fenomenelor de ferorezonanță și rezonanță, reducerea deteriorărilor izolației și diminuarea procesului de degradare a acestora [46, 47, 48, 49].

Funcție de curentul activ creat în locul defectului, modalitățile de tratare a neutrului prin rezistor pot fi împărțite în două categorii mari:



1. *neutru rezistiv cu valoarea rezistenței mare* – legarea la pământ printr-o rezistență, în care curentul total în locul defectului (curentul activ al rezistorului și cel capacitiv al rețelei) nu depășește 10 A. De regulă, în cazul unui defect monofazat nu apare necesitatea deconectării consumatorilor, protecția prin relee acționează la semnal.
2. *neutru rezistiv cu valoarea rezistenței mică* – legarea la pământ printr-o rezistență, în care curentul total în locul defectului (curentul activ al rezistorului și cel capacitiv al rețelei) depășește 10 A. De regulă, curentul total depășește semnificativ 10 A, ajungând la zeci, sute sau mii de amperi (în intervalul 20-2000 A), ceea ce necesită deconectarea imediată sau cu o întârziere minimă.

Această clasificare a rezistoarelor de neutru nu este stipulată în documentele tehnice naționale. Reieșind din standardele internaționale și publicațiile științifice [10, 13, 14, 18], hotarul dintre rezistor cu valoarea rezistenței mare și mică este determinat de raportul curentului de punere la pământ către curentul de scurtcircuit trifazat a rețelei date. Rezistor de valoare mică se consideră dacă  $I_R \geq 1,2 \cdot I_{sc}^{(3)}$  (100–1000 A). Dacă  $3 \cdot C_0 \leq I_R \leq 0,01 \cdot I_{sc}^{(3)}$  - se consideră rezistor de valoare mare.

Avantajele sistemului de tratare a neutrului prin rezistor (de valoare mică sau mare) sunt:

1. Supratensiuni reduse deoarece nu se acumulează sarcina statică pe capacitățile de fază la momentul străpungerii prin arc, implicit scade și probabilitatea fenomenelor de ferorezonanță a transformatoarelor de tensiune [50, 51, 52, 53, 54]:

- » rezistență de valoare mică – supratensiunile cresc în cazul ruperii conductorului din partea consumatorului (sarcinii); supratensiunile scad în cazul ruperii conductorului din partea transformatorului (sursei);
- » rezistență de valoare mare – se reduce amplitudinea, durata și frecvența supratensiunilor de arc până la  $\sim 2,5 U_{fn}$ ;

2. Curentul de punere la pământ:

- » rezistență de valoare mică – Ipp mare (poate atinge valori de 1000 – 2000 A, de sute de ori mai mari ca curentul capacitiv). În acest caz are loc ardea stabilă a arcului la o tensiune de arc mică. Arcul arde până la deconectarea defectului;
- » rezistență de valoare mare – Ipp mic (rezistența 500 – 1000 Ohm creează componenta activă din curentul de punere la pământ  $\approx 10A$  și mai puțin; rezistența 100 – 150 Ohm creează componenta activă din curentul de punere la pământ  $\approx 30 - 40 A$ )

3. Deplasarea neutrului redusă.

4. Deplasarea neutrului este determinată de modul acționării protecției: la deconectare sau semnalizare. Actualmente în rețelele electrice a crescut considerabil gradul de rezervare a consumatorilor, de aceea deconectarea unei linii nu prezintă pericolul pierderii definitive a alimentării cu energie electrică. Proprietatea de bază a rețelilor MT izolate sau compensate de a păstra în alimentare consumatorii în regimul de punere la pământ și-a pierdut actualitatea.

5. Artificial mărită componenta activă a curentului  $I_{pp}$  până la valorile  $I_c$  și mai mult impune funcționarea sigură și selectivă a protecției, mai ales în cazul defectelor metalice, creșterea sensibilității [51, 55, 57].

» rezistență de valoare mică – protecția acționează la deconectare. Totodată este strict necesar de a supraveghea sistematic starea protecțiilor. În cazul refuzului protecției starea de avarie se agravează considerabil;

» rezistență de valoare mare – protecția acționează la deconectare sau semnalizare.

6. Gradul de electrosecuritate este mai ridicat. Priza de legare la pământ nu va depăși valoarea de 0,5 Ohm:

» rezistență de valoare mică – curenții de defect de valori mari și pot conduce la tensiuni de atingere și de pas periculoase, peste valorile admise prin norme. Totodată, la posturile de transformare 10/0,4 kV crește probabilitatea de transfer a potențialului înalt în rețeaua consumatorului 380/220 V;

» rezistență de valoare mare – în cazul în care protecția acționează la deconectare, timpul din momentul punerii la pământ până la momentul acționării protecției constituie 5 s.

7. Investiții ridicate. Rezistențele pentru tratarea neutrului sunt costisitoare, tehnologiile de producere a lor sunt complicate. Asigurarea rezistenței de până la 0,5 Ohm a prizei de legare necesită cheltuieli suplimentare, precum și schimbarea întreruptoarelor care trebuie să suporte și comute curenți de defect foarte mari (cazul rezistenței de valoare mică).

8. Sunt elaborate scheme de protecție de supratensiuni prin utilizarea limitatoarelor de supratensiuni (LST) cu tratarea neutrului prin rezistență. Însă în rețelele electrice în cablu LST nu și îndeplinesc funcția, mai mult ca atât, ele singure constituie motivul unor defecte monofazate.

Dezavantajele cele mai importante sunt:

- numărul mare de întreruperi în alimentarea consumatorilor, în special în cazul liniilor aeriene sau mixte, deoarece nu se pot selecta defectele trecătoare;
- solicitarea mecanică mare a întreruptoarelor datorită numărului mare de acționări;
- numărul mare de reanclanșări automate rapide reușite.

Din cauza principalelor dezavantaje ale tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor această soluție s-a impus în special pentru rețelele în cablu, rețele la care defectele trecătoare sunt nesemnificative.

Conform [58], se constată influența regimului de tratare a neutrului rețelelor 6-10 kV asupra curbelor zilnice de consum a energiei electrice ale SEE. Autorii demonstrează că trecerea la regimul neutrului rezistiv contribuie la creșterea eficienței de exploatare a rețelelor electrice și schimbarea radicală a principiilor de realizare a lucrărilor de avarie, mentenanță și exploatare.

### **1.5. Regimul neutrului tratat cu bobină de stingere în paralel cu rezistor**

Soluția constă în principal în funcționarea rețelei de medie tensiune în regim normal de durată cu neutrul tratat prin bobină de compensare în scopul eliminării defectelor trecătoare. Scopul conectării automate a unui rezistor pe neutrul rețelei, cu o temporizare  $\Delta t$ , în paralel cu bobina de compensare este selectarea și deconectarea defectelor cu simplă punere la pământ a rețelei dacă acestea nu au fost eliminate anterior prin compensarea curenților capacitivi de către (BSA) [59, 60].

În acest fel se asigură posibilitatea sesizării selective a liniei cu defect și deconectarea acesteia într-un interval de timp foarte scurt.

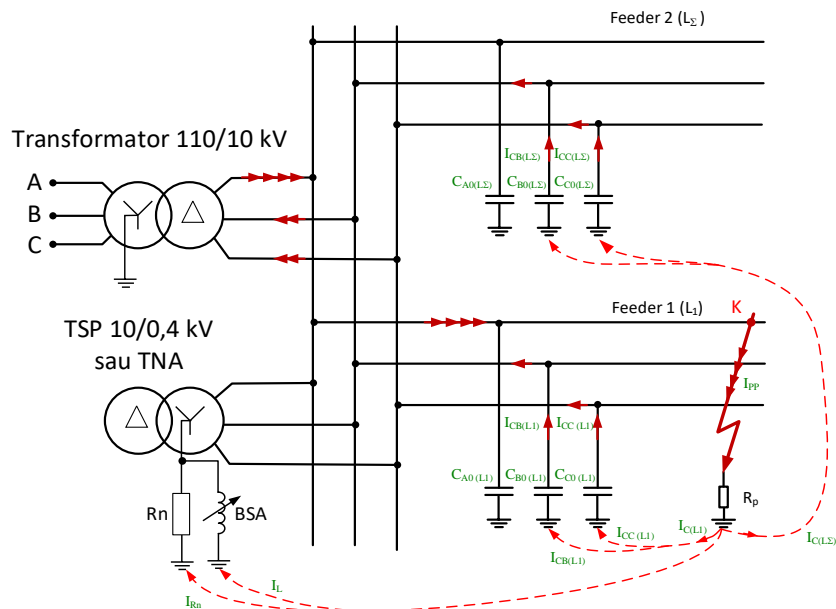
Această metodă de tratare a neutrului are în principal următoarele avantaje [61, 62]:

- în cazul acordării BS în rezonanță tratarea combinată nu are nici o influență asupra nivelului maximal a supratensiunilor de arc [54]. Soluția dată este eficientă numai în cazul dereglării compensării și reducerii pulsațiilor de tensiune pe fazele sănătoase care apar după stingerea arcului electric de punere la pământ ca urmare a acestei dereglări. Soluția dată nu poate asigura o reducere de supratensiune mai mare de  $\sim 2,3 U_{fn}$ .
- nu impune întreruperea alimentării consumatorilor în cazul defectelor trecătoare;
- nu permite transformarea simplelor puneri la pământ în defecte multiple, deoarece rețeaua funcționează un timp foarte scurt (sub două secunde) cu punere la pământ;
- permite sesizarea selectivă a defectelor, inclusiv a celor slabe (puneri la pământ prin rezistență de trecere mare, conductor întrerupt și căzut la pământ spre consumator);
- simplifică condițiile impuse în dimensionarea instalațiilor de legare la pământ

În cazul utilizării bobinelor de stingere moderne cu reglarea continuă a curentului, acordate în rezonanță, nu este necesară conectarea în paralel a unui rezistor. Excepție constituie rețelele cu deplasarea naturală a neutrului, care este dificil de înlăturat și acordarea BS în rezonanță nu este posibilă [63, 64].

Principalele dezavantaje sunt cauzate de faptul că la apariția unei simple puneri la pământ se funcționează inițial cu neutrul tratat prin bobină de stingere, deci rămân valabile dezavantajele prezentate la acest mod de tratare a neutrului [65].

În fig.1.8 se prezintă schema de principiu a unei rețele de medie tensiune la care tratarea neutrului este comutabilă.



**Fig.1.8. Schema de principiu a unei rețele de medie tensiune având neutrul tratat mixt**

Studiile realizate privind caracterul de decurgere a proceselor de ardere și stingere a arcului electric pentru cazul tratării combinate a neutrului arată, că nivelul supratensiunilor se reduce esențial, până la  $2,3U_f$ . Comparativ cu regimul compensat al neutrului aceste supratensiuni au valori de pînă la  $2,7U_f$ . Regimul combinat de tratare a neutrului în rețelele de distribuție 6-35 kV mai asigură și o micșorare considerabilă a duratei de ardere a arcului electric și, corespunzător, a duratei de acționare a supratensiunilor asupra izolației echipamentelor electrice. Aceasta reduce gradul de degradare a izolației și probabilitatea străpungerilor repetate. Rezultă, că soluția de tratare combinată a neutrului rețelelor electrice este una eficientă și reală în aspectul implementării acesteia [66].

Datorită principalelor dezavantaje ale tratării neutrului rețelelor de medie tensiune prin rezistor, această soluție s-a impus în special pentru rețelele în cablu, rețele la care defectele trecătoare sunt nesemnificative.

## **1.6. Influența modului de tratare a neutrului în rețelele de medie tensiune în contextul dezvoltării generării distribuite**

Creșterea continuă a cererii și a consumului de energie din societatea modernă și politicile energetice existente au determinat creșterea utilizării surselor regenerabile de energie (SRE) și integrarea acestora în sistemele electroenergetice existente. Generarea distribuită (GD) în rețelele electrice cu conectarea surselor regenerabile de energie reprezintă o tendință actuală pentru rezolvarea problemelor de mediu, precum și a celor de deficit de energie.

Pe lângă beneficiile incontestabile ale GD, integrarea surselor regenerabile în sistemul electroenergetic are un impact asupra rețelelor electrice și creează noi provocări pentru specialiștii din domeniu:

1. Modificarea fluxurilor de putere prin liniile electrice [67, 68];
2. Supraîncărcării liniilor și a transformatoarelor [69].
3. Afectarea indicatorilor de calitate a energiei electrice (pulsăția tensiunii, apariția nesimetriilor de tensiune, apariția armonicilor și interarmonicilor) [67];
4. Producerea vibrațiilor de frecvență [70];
5. Creșterea curenților de scurtcircuit [71, 72];
6. Necesitatea ajustării protecțiilor prin relee și optimizării funcționării acestora [67, 71, 73, 74];
7. Modificarea tensiunii și, ca urmare, modificarea reglajelor [71, 75];
8. Incertitudinea și dificultatea planificării regimului de funcționare a surselor de GD [75];
9. Și, din această cauză, necesitatea de rezervare totală a surselor de generare distribuită cu ajutorul surselor tradiționale de generare [75].

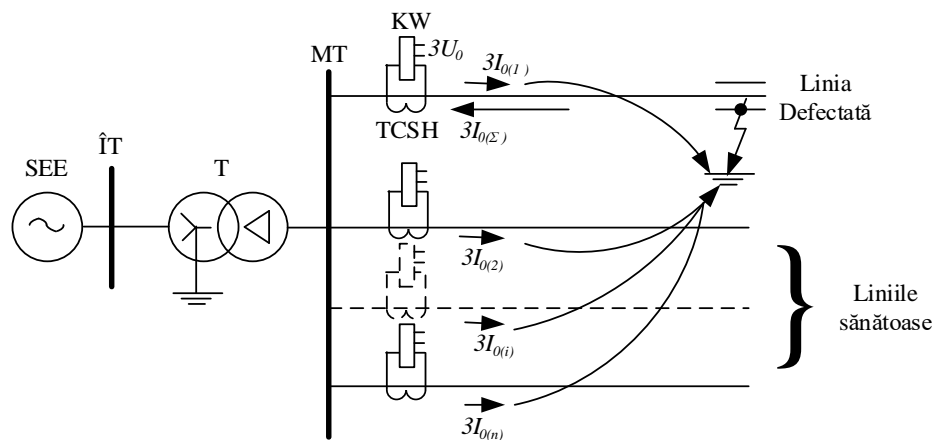
Alegerea modului rațional de tratare a neutrului poate soluționa, direct sau indirect, problema protecțiilor și structurii acestora, deoarece caracterul defectelor monofazate depinde nemijlocit de regimul tratării neutrului. În continuare se va analiza influența modului de tratare a neutrului asupra realizării protecției la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune, în contextul implementării generării distribuite [76].

În Republica Moldova cea mai utilizată protecție la punerea unei faze la pământ este protecția homopolară de tensiune. Această protecție este simplă și se realizează cu ajutorul unui releu maximal de tensiune, conectat la înfășurarea triunghi deschis a transformatorului de tensiune (TT). Când o fază este pusă la pământ, în înfășurarea triunghi deschis a TT apare tensiunea  $3U_0$ , determinată de toată rețeaua electrică legată galvanic cu locul defectului. Deoarece nu se impune deconectarea punerii la pământ [43, 77], protecția acționează doar la semnal. Detectarea feederului defectat se face prin deconectarea consecutivă a feederilor conectate la secția de bare unde a apărut defectul. Acest procedeu nu poate fi folosit în cazul în care liniile alimentează

consumatori care nu admit întreruperi ale alimentării. Metoda implică uzura suplimentară a aparatelor de comutație, necesită timp și resurse umane suplimentare. Conform [43], p.525 „este permisă funcționarea LEA și LEC cu punerea la pământ. Personalul trebuie imediat să depisteze locul punerii la pământ și să înlăture defectul în cel mai scurt timp”. Rezultă că pe parcursul căutării (pînă la cîteva ore) există pericolul electrocutării oamenilor sau animalelor care vor nimeri în zona tensiunii de pas. Consecințele pot fi fatale.

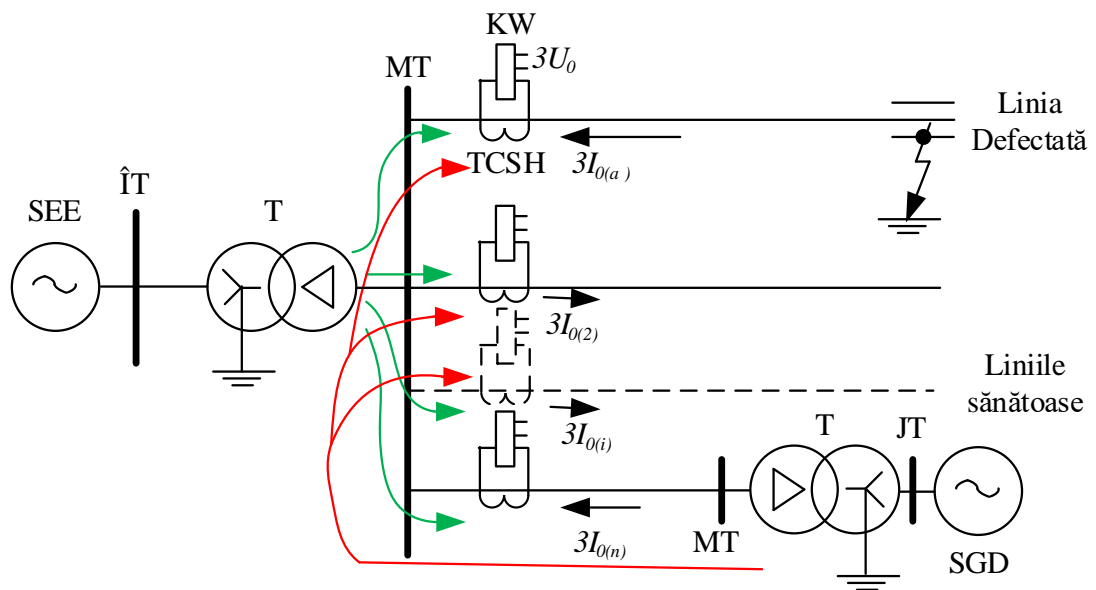
În acest context, compania Premier Energy Distribution, care administrează rețelele electrice din centrul și sudul țării, implementează pe larg, în deosebi în or. Chișinău, protecția de curent homopolară direcțională (PCHD). Aceasta are ca scop detectarea feederului defectat și deconectarea rapidă (de obicei 1-3 s) a acestuia.

Principiul de funcționare a protecției date este ilustrat în fig. 1.9. Aici KW este releul direcțional de putere (prezentat simbolic deoarece la momentul actual se utilizează relele numerice cu microprocesor); TCSH – transformatorul de curent de secvență homopolară;  $3I_{0(1)}..3I_{0(n)}$  – curenții homopolari în feederele corespunzătoare;  $3I_{0(\Sigma)}$  – curentul homopolar sumar în feederul defectat. După cum se vede din fig. 1.9, la punerea unei faze la pământ, în feederele sănătoase circulă curenți homopolari proprii, care depind de capacitățile proprii ale acestora. Curenții sunt direcționați de la sursă spre locul punerii la pământ. În feederul defectat circulă un curent care constituie suma curenților homopolari din toate feederele sănătoase, exclusiv curentul propriu al feederului defect, deoarece ultimul circulă prin feederul defectat în ambele direcții. Curentul homopolar sumar în feederul defectat are direcție inversă față de curenții homopolari din feederele sănătoase. Acest principiu se utilizează de către PCHD pentru determinare feederului defectat. Protecția poate acționa la deconectare sau la semnal, în dependență de specificul exploatării rețelei date.



**Fig. 1.9. Schema principală a rețelei electrice cu utilizare PCHD la punerea unei faze la pământ în cazul neutrului izolat**

Odată cu implementarea surselor de generare distribuită, apare pericolul acționării intempestive a PCHD. Acest lucru se explică prin faptul că curentul homopolar în feederul sănătos, la care este conectată sursa de generare distribuită (SGD), în cazul când fluxul de putere de la această sursă este direcționat spre sistem, va avea direcția dinspre feeder spre bare, la fel ca în cazul feederului defectat (fig.1.9). Mai mult ca atât, SGD va crea curenți capacitivi nu numai prin feederul la care este racordată, ci prin toate feederele conectate la secția de bare respectivă (fig.1.10), deci curentul poate atinge valori comparabile cu valoarea de reglaj a protecției. Aceasta poate duce la acționarea greșită a protecției, deci la deconectarea de la SEE a SGD.

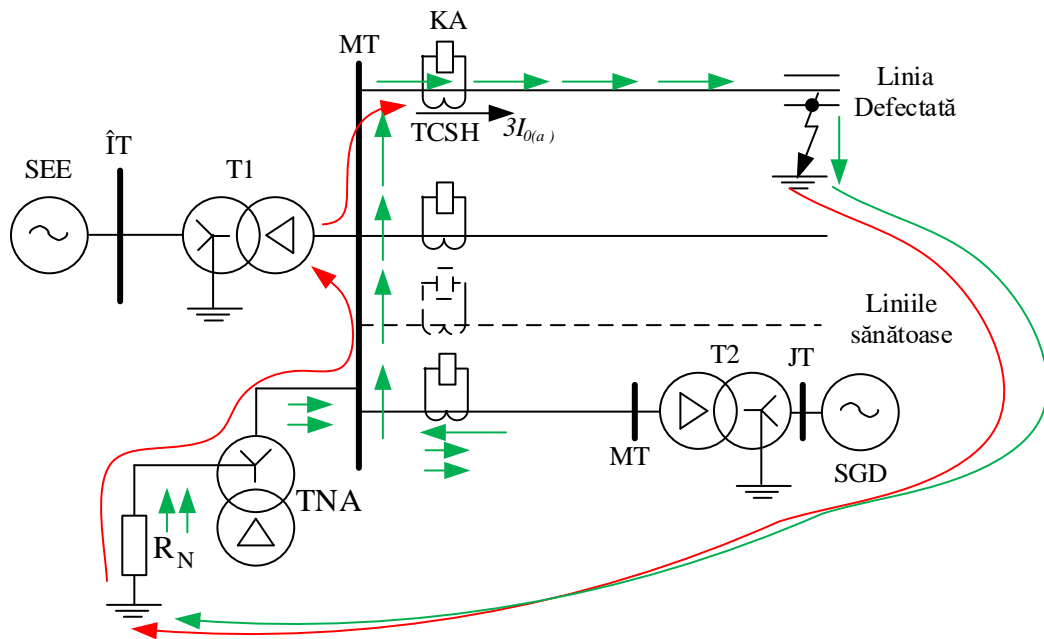


**Fig. 1.10. Schema principală a rețelei electrice cu utilizare PCHD la punerea unei faze la pământ cu prezența SGD în cazul neutrului izolat**

Problema dată este și mai acută din cauza utilizării bobinelor de stingere a arcului electric (BSA) cu reglare automată. Prezența BSA cu reglare automată și lină a inductivității, fiind acordată practic în rezonanță, micșorează curentul în feederul defectat până la o valoare apropiată de curentul homopolar propriu al feederului, din care motiv este dificil și chiar imposibil de asigurat sensibilitatea necesară și selectivitatea protecției, dacă se utilizează PCHD. În acest caz trebuie de utilizat protecții foarte sofisticate, care acționează la parametrii procesului tranzitoriu, care apar în primele momente ale defectului monofazat, sau de utilizat protecții ce acționează la armonicile homopolare de ordin superior [78]. Dar protecțiile date n-au căpătat răspândire largă, din cauza dificultăților de analiză matematică a proceselor care au loc în regim tranzitoriu, precum și necesitatea unor protecții sofisticate.

Această problemă poate fi soluționată prin implementarea regimului rezistiv, în care neutrul rețelei electrice este legat la pământ printr-un rezistor (fig.1.11). Deoarece capacitatea fazelor în raport cu pământul în rețelele electrice de medie tensiune cu LEC este mare, specific

rețelelor urbane, rezistorul ales din considerente de reducere a supratensiunilor va avea valoarea rezistenței joasă. Componenta activă a curentului de punere la pământ va atinge câțiva zeci sau sute de amperi. Acest curent este acceptabil pentru a utiliza o protecție de curent homopolară nedirecțională (PCH), care va asigura sensibilitatea și selectivitatea dorită, întrucât componenta activă a curentului de defect este mare și curentul va circula doar prin protecția feederului defectat (fig.1.10).

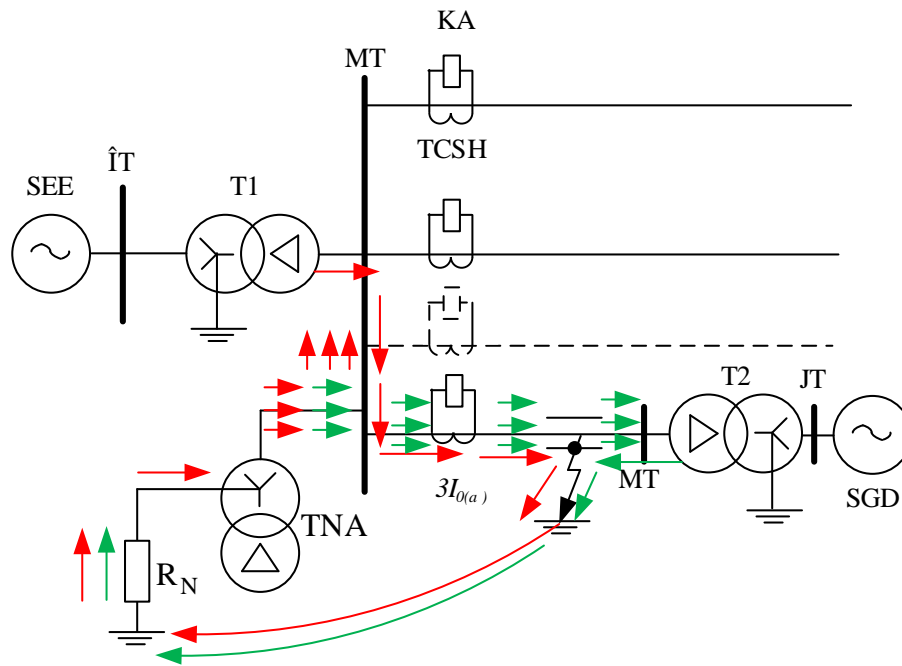


**Fig. 1.11. Schema principală a rețelei electrice cu utilizare PCH la punerea unei faze la pământ cu prezența SGD și tratare neutrului prin rezistor**

Calea curentului de la sursă (SEE) va fi următoarea: înfășurările secundare ale transformatorului de putere T1 – faza defectată – locul de punere la pământ – pământul – priza de legare la pământ și rezistorul – înfășurările primare a TNA – secția de bare – înfășurările secundare ale transformatorului de putere T1. Prin protecția homopolară a feederului la care este racordată SGD nu va circula curent activ de defect, întrucât neutrul transformatorului T2 pe partea de MT este izolat și curentul activ din partea SGD circulă spre locul defectului prin faza pusă la pământ, iar înapoi se întoarce prin fazele care nu sunt puse la pământ, suma geometrică a acestora fiind egală cu zero (fig.1.11). Protecția, în cazul dat, va acționa corect.

Dacă punerea la pământ va avea loc pe feederul, la care este racordată SGD, protecția dată, la fel va acționa selectiv și va fi avea un grad de sensibilitate satisfăcător. Prin PCH va circula componenta activă a curentului de punere la pământ, alimentată atât din partea SEE, cât și din partea SGD (fig.1.12).





**Fig. 1.12. Schema principală a rețelei electrice cu utilizare PCH la punerea unei faze la pământ pe feederul la care este racordată SGD**

În concluzie se poate de menționat că tratarea neutrului prin rezistor permite utilizarea unei protecții de curent relativ simple, sensibile și selective, chiar și în cazul SGD. De menționat, că rezistorul va limita supratensiunile în rețeaua de medie tensiune, atât ca valoare, cât și ca timp de acțiune (temporizarea protecției constituie, de regulă, 1-3 s, după care are loc deconectarea) în cazul apariției arcului electric intermitent. Aceasta micșorează considerabil probabilitatea apariției noilor străpungeri ale izolației și ieșirea din funcțiune a altor linii în cablu. În acest mod se va asigura nu numai continuitatea în alimentare cu energie electrică a consumatorilor, ci și continuitatea de furnizare a energiei electrice de la SGD. Pentru Republica Moldova problemele examinate sunt deosebit de actuale: înglobarea tot mai accentuată a GD și extinderea rețelelor electrice de distribuție, gradul ridicat de uzură a rețelelor electrice și probabilitatea sporită de transformare a simplor puneri la pământ în scurtcircuite polifazate.

### Concluzii la capitolul 1

1. Stadiul actual al cercetărilor privind modalitățile de tratare a neutrului rețelelor electrice de distribuție 6 – 35 kV atestă lipsa unor criterii tehnice și tehnico-economice stabilite privind alegerea modului optimal de tratare.

2. Analiza comparativă a metodelor utilizate pentru tratarea neutrului rețelelor electrice de MT pune în evidență un set de avantaje și dezavantaje proprii fiecărui regim de tratare. Cel mai inacceptabil se consideră regimul neutrului izolat.

3. Supratensiunile de arc, în cazul defectelor monofazate, sunt responsabile de consecințe grave pentru rețeaua electrică și consumatori. Aplicarea măsurilor preventive, inclusiv determinarea modului cel mai avantajos de tratare a neutrului permite reducerea supratensiunilor și creșterea gradului de siguranță și fiabilitate.

4. Determinarea regimului optimal de tratare a neutrului este o problemă multicriterială și necesită luarea în considerație a unui șir întreg de factori importanți.

5. Deoarece în rețelele electrice 6 – 35 kV, deja uzate moral și fizic, este imposibil de a realiza experimente și măsurări în regimul de punere la pământ, rămâne de a cerceta fenomenele ce însoțesc aceste regimuri cu utilizarea programelor specializate, softuri, modelări dinamice etc.

## 2. METODE DE CREARE A NEUTRULUI ARTIFICIAL

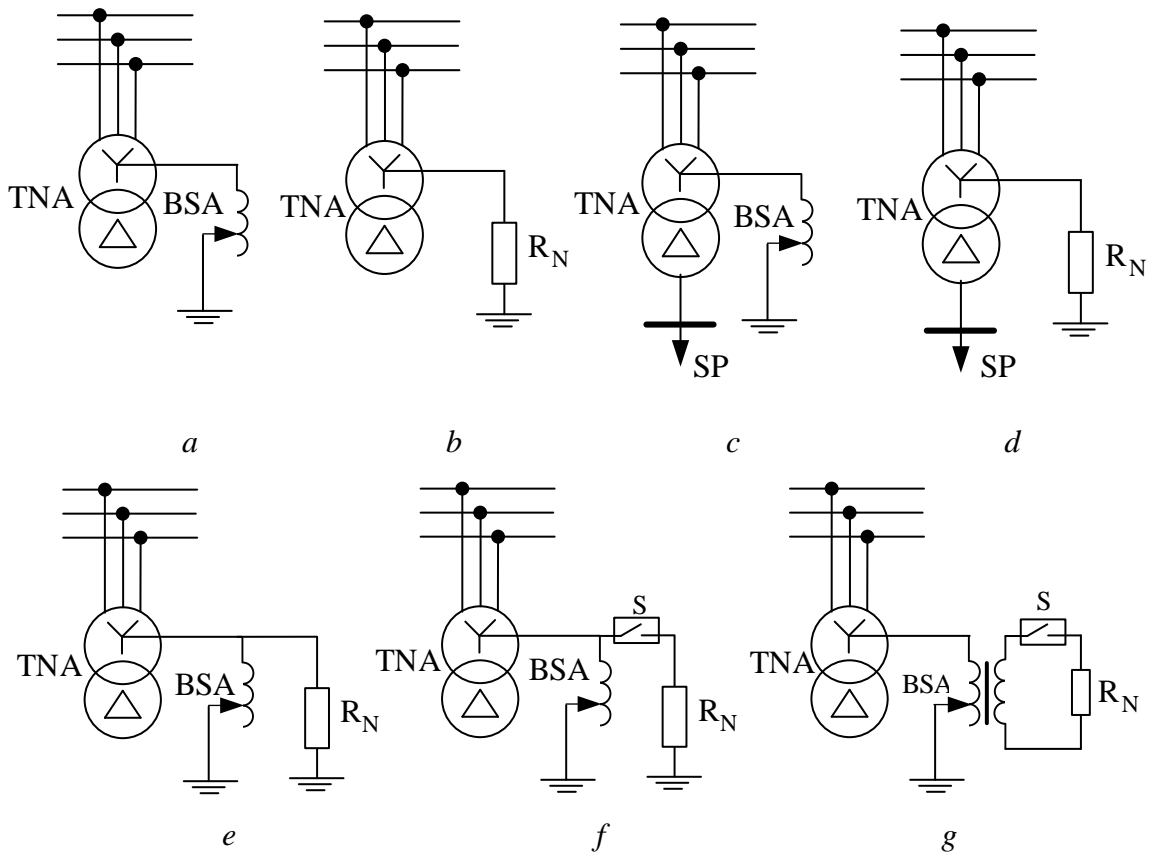
Tratarea neutrului, fie prin BSA sau rezistor, presupune racordarea acestora la neutrul rețelei. Transformatoarele de putere trifazate folosite în rețelele electrice de distribuție 6-35 kV, au schema de conexiune a înfășurării secundare în triunghi, deci neutrul rețelei electrice este inaccesibil (fizic lipsește). De aceea apare necesitatea de creare a neutrului artificial folosind în acest scop transformatoare speciale.

În acest caz, este important ca transformatoarele utilizate pentru crearea neutrului artificial să fie corect dimensionate. Acestea trebuie să posede în regim normal rezistență mare și pierderi minimale în schema de secvență directă, iar în regim de defect monofazat – rezistență mică în schema de secvență homopolară.

### 2.1. Crearea punctului neutru artificial prin utilizarea transformatorului cu schema de conexiune a înfășurărilor stea-triunghi

Metoda dată de creare a punctului neutru artificial implică utilizarea unui transformator special, numit *transformator de neutru artificial (TNA)*. Acest transformator are schema de conexiune ale înfășurărilor stea-triunghi. Punctul neutru artificial se formează prin conectarea acestui transformator la barele de distribuție ale stației de transformare (fig.2.1) [14, 79]. În punctul format se conectează bobina de stingere a arcului electric (BSA) (fig.2.1, *a* și *c*), un rezistor de neutru  $R_N$  (fig.2.1, *b* și *d*), sau bobina de stingere a arcului electric în paralel cu rezistor de neutru (fig.2.1, *e*, *f* și *g*).

BSA creează un curent inductiv, care este opus celui capacitiv, așa în cât curentul total (curentul de punere la pământ) să fie minim. Rezistorul poate fi de rezistență înaltă sau joasă. În primul caz, protecția acționează la semnalizare (curentul de punere la pământ este mic și feederul poate fi lăsat în lucru, astfel asigurându-se continuitatea în alimentare cu energie electrică a consumatorului), iar în al doilea caz, protecția va acționa la deconectare (curentul de punere la pământ este mare și prezența lui de lungă durată este periculoasă, atât pentru instalațiile electrice, cât și pentru oameni și animale). Rezistorul de rezistență înaltă trebuie să asigure descărcarea capacităților liniei și, respectiv, evitarea supratensiunilor în rețea și fenomenului de ferorezonanță în transformatoarele de tensiune [36, 41].



**Fig. 2.1. Utilizarea TNA cu schema stea-triunghi pentru crearea punctului neutru artificial** unde: TNA – transformator de neutru artificial; BSA – bobina de stingere a arcului electric;  $R_N$  – rezistor; S – cheie.

Se utilizează două modalități diferite de conectare a rezistorului în paralel cu BSA. În primul caz, rezistorul cu valoarea rezistenței mare este conectat permanent în paralel cu BSA [14] (fig.2.fig.3.1, *e*), și are menirea de a crea o cale de descărcare a capacităților de fază și de reducere a supratensiunilor de punere la pământ. Totodată, componenta activă, creată de rezistor, facilitează acordarea protecției. Unii autori afirmă că eficiența acestei modalități de tratare a neutrilor este discutabilă [65]. Dar, cum va fi arătat în capitolul 3, acest rezistor determină micșorarea tensiunii pe neutru rețelei în regim normal de funcționare, care apare din cauza nesimetriei între capacitățile fază-pământ. În al doilea caz, rezistorul cu valoarea rezistenței mică se conectează temporar în paralel cu BSA. În regim normal, rezistorul nu este conectat în circuit (cheia S este deschisă) (fig.2.1, *f* și *g*). La punerea unei faze la pământ, dacă BSA nu rezolvă problema pe parcursul a câtorva zeci de secunde, releul special cu temporizare, care reacționează la apariția tensiunii homopolare, conectează rezistorul în circuit (cheia S se închide). Introducerea  $R_N$  în circuit determină un curent considerabil în locul de defect și deconectarea rapidă a acestuia [80]. Pentru realizarea acestei modalități de tratare se utilizează ori rezistor de tensiune înaltă (fig.2.1, *f*), ori

rezistor de tensiune joasă (fig.2.1, g), ultimul este considerabil mai ieftin. Rezistorul de joasă tensiune se conectează la înfășurarea secundară cu care trebuie să fie dotată BSA [80].

Înfășurarea secundară a transformatorului TNA poate funcționa în regim de mers în gol, sau utilizată pentru racordarea consumatorilor de servicii proprii.

În calitate de transformator TNA poate fi utilizat și un transformator ce se produce în serie, cu schema de conexiune stea-triunghi. În acest caz se impune o mică intervenție tehnică prin montarea unei borne suplimentare la care se cuplează scoate neutrul „stelei”, format de înfășurările primare [81]. Borna se izolează de cuvă printr-un izolator corespunzător.

## 2.2. Alegerea puterii nominale a TNA stea-triunghi

Puterea nominală a transformatorului TNA se determină reieșind din modul de tratare a neutrului (BSA și/sau  $R_N$ ) și prezența sau lipsa consumatorilor de servicii proprii (s.p.).

*a) Nu sunt servicii proprii și la neutru se conectează bobina de compensare (BSA)*

Dacă nu sunt servicii proprii, puterea nominală se alege reieșind din curentul capacitiv de punere la pământ cu luarea în considerare a posibilei dezvoltări a rețelei electrice (25% de rezervă) [82, 83]:

$$I_{1n} \geq 1,25 \cdot \frac{I_{C\Sigma}}{3} \text{ sau } \frac{S_{nom}^{TNA}}{\sqrt{3} \cdot U_{1n}} \geq 1,25 \cdot \frac{I_{C\Sigma}}{3} = 1,25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot B_C}{3} = 1,25 \cdot U_f \cdot B_C \quad (2.1)$$

unde:  $I_{1n}$  – curentul nominal primar al transformatorului;  $I_{C\Sigma}$  – curentul capacitiv de punere la pământ;  $S_{nom}^{TNA}$  – puterea nominală a TNA;  $U_{1n}$  – tensiunea nominală primară a transformatorului;  $U_l$  – tensiunea de linie a rețelei electrice;  $U_f$  – tensiunea de fază a rețelei electrice;  $B_C$  – susceptanța capacitivă a rețelei electrice.

Din (2.1) rezultă:

$$S_{nom}^{TNA} \geq 1,25 \cdot U_{1n} \cdot U_l \cdot B_C = 1,25 \cdot B_C \cdot U_l^2. \quad (2.2)$$

*b) Sunt servicii proprii și la neutru se conectează bobina de compensare (BSA)*

În cazul în care TNA va prelua și consumatorii de servicii proprii, puterea acestuia se va determina cu luarea în considerare a puterii cerute de s.p. și a curenților de punere la pământ. TNA se alege din condiția [54, 81]:

$$I_{1n} \geq 1,25 \cdot \frac{I_{C\Sigma}}{3} + \frac{I_{calc}^{max}}{K_T} \text{ sau } S_{nom}^{TNA} \geq 1,25 \cdot B_C \cdot U_l^2 + S_{calc}^{max}, \quad (2.3)$$

unde:  $I_{calc}^{max}$  – este curentul de sarcină maximal calculat și  $S_{calc}^{max}$  – este puterea maximală calculată.

c) *Nu sunt servicii proprii și la neutru se conectează un rezistor de rezistență înaltă*

În cazul dat, puterea transformatorului trebuie să fie mai mare sau egală cu puterea rezistorului [82]. La punerea unei faze la pământ pot apărea două fenomene nefavorabile, fenomenul de ferorezonanță, care duce la defectarea transformatoarelor de tensiune, și apariția supratensiunilor pe fazele rețelei electrice. Rezultatele studiilor arată că ferorezonanța, la punerea unei faze la pământ, nu apare dacă capacitățile fazelor sănătoase se descarcă în decurs de jumătate de perioadă a curentului industrial ( $T/2=0,01s$ ) [84]. Aceasta este una din condițiile de alegere a rezistorului:

$$\frac{T}{2} \geq 3,6 \cdot T_a, \quad (2.4)$$

unde:  $T_a=R_N \cdot C_\Sigma$  – este constanta de timp a procesului de descărcare a capacităților,  $R_N$  – rezistența rezistorului de neutru,  $C_\Sigma$  – capacitatea totală a fazelor sănătoase față de pământ. După  $3,6 \cdot T_a$  descărcarea condensatoarelor poate fi considerată completă [81], adică tensiunea de pe capacități dovedește să atenueze practic până la zero. Din (2.4) rezultă:

$$\frac{T}{2} \geq 3,6 \cdot R_N \cdot C_\Sigma \Leftrightarrow R_N \leq \frac{T/2}{3,6 \cdot C_\Sigma} = \frac{0,01}{3,6 \cdot C_\Sigma}. \quad (2.5)$$

A doua condiție de alegere a rezistorului - reducerea supratensiunilor:

$$I_{R_N} \geq I_{C_\Sigma} \quad \text{sau} \quad R_N \leq \frac{U_f}{I_{C_\Sigma}} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot I_{C_\Sigma}} = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_\Sigma}, \quad (2.6)$$

unde:  $I_{C_\Sigma}$  – este curentul capacitiv total;  $C_\Sigma$  – capacitatea totală a unei faze.

Din (2.5) și (2.6) se alege valoarea mai mică.

Atât puterea rezistorului, cât și a TNA se alege din condiția:

$$P_{R_N} \geq U_f \cdot I_{R_N} = \frac{U_f^2}{R_N} = \frac{U_l^2}{3 \cdot R_N} = U_f \cdot I_{C_\Sigma}, \quad \text{și respectiv: } S_{nom}^{TNA} \geq P_{R_N}. \quad (2.7)$$

d) *Sunt servicii proprii și la neutru se conectează un rezistor de rezistență înaltă*

Dacă se prevede alimentarea s.p., puterea transformatorului se alege ținând cont de puterile rezistorului și a serviciilor proprii :

$$S_{nom}^{TNA} \geq P_{R_N} + S_{calc}^{max}. \quad (2.8)$$

e) *Nu sunt servicii proprii și la neutru se conectează un rezistor de rezistență joasă*

Rezistorul de rezistență joasă se instalează cu scopul limitării supratensiunilor ce apar în rețelele de medie tensiune la punerea unei faze la pământ, precum și crearea unui curent de punere la pământ în limitele (10÷1200) A [85, 86, 87]. Valoarea acestui curent este comparabilă cu valoarea curentului de scurtcircuit monofazat în rețelele ÎT cu neutrul efectiv legat la pământ.

Protecția prin relee va acționa doar la deconectare [87, 88]. Rezistorul de joasă rezistență este un compromis între asigurarea sensibilității protecției, pe de o parte, și limitarea curentului de punere la pământ, pe de altă parte [55]. Valoarea exagerată a acestui curent duce la suprasolicitarea electrodinamică și termică a instalațiilor electrice, ceea ce accelerează uzura lor. Curentul de punere la pământ, de preferință, trebuie să se afle în limitele  $I_{PP}=(10\div 200) A$  [86]. Rezistoarele se fabrică cu un curent admisibil  $I_{nom}=(8\div 500) A$  și rezistența nominală  $R_N=(10\div 500) \Omega$ . Rezistorul se caracterizează și prin timpul admisibil de parcurgere a curentului nominal  $t_{adm}=(5\div 10) s$  [17, 86], putere admisibilă, ca exemplu:  $S_{adm}=(485\div 9905) kW$ .

Rezistența rezistorului se alege din două condiții [17, 40, 54, 86]:

- Reducerea supratensiunilor:

$$I_{R_N} \geq I_{C\Sigma} \quad \text{sau} \quad \frac{U_f}{R_N} \geq I_{C\Sigma}, \quad (2.9, a)$$

$$R_N \leq \frac{U_f}{I_{C\Sigma}} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot I_{C\Sigma}} = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_\Sigma}. \quad (2.9, b)$$

- Asigurarea sensibilității protecției:

$$R_N \leq \frac{U_f}{I_{pr.pr.}} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot I_{pr.pr.}}, \quad (2.10)$$

unde:  $I_{pr.pr.}$  – curentul de pornire a protecției;  $C_\Sigma$  – capacitatea totală a unei faze.

Valoarea rezistenței se alege din cărțile tehnice ale producătorilor reieșind din valoarea cea mai mică, obținută din (2.9) sau (2.10). Rezistorul se verifică cu condiția:

$$I_{adm} \geq I_{R_N} = \frac{U_f}{R_N} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot R_N}. \quad (2.11)$$

Puterea transformatorului se alege astfel [3]:

$$S_{nom}^{TNA} \geq \frac{U_l^2}{3 \cdot k_{sp} \cdot R_N}, \quad (2.12)$$

unde:  $k_{sp}=1,0\div 1,4$  – coeficientul de supraîncărcare a transformatorului. Verificarea transformatorului la stabilitatea termică nu este necesară [86].

*f) Sunt servicii proprii și la neutru se conectează un rezistor de rezistență joasă*

Puterea transformatorului se alege după valoarea cea mai mare, obținută din următoarele două condiții:

$$S_{nom}^{TNA} \geq \frac{U_l^2}{3 \cdot k_{sp} \cdot R_N}; \quad (2.13)$$

$$S_{nom}^{TNA} \geq S_{calc}^{max}. \quad (2.14)$$

g) BSA se conectează permanent în paralel cu un rezistor de valoare înaltă

Puterea transformatorului se determină cu relația:

$$S_{nom}^{TNA} \geq 1,25 \cdot B_C \cdot U_l^2 + \frac{U_l^2}{3 \cdot R_N}. \quad (2.15)$$



**Fig. 2.2. Aspectul exterior al TNA**

În cazul când rezistorul se conectează temporar în paralel cu BSA, puterea transformatorului se alege ca și în cazul (a) sau (b), cu relațiile (2.2) sau (2.3).

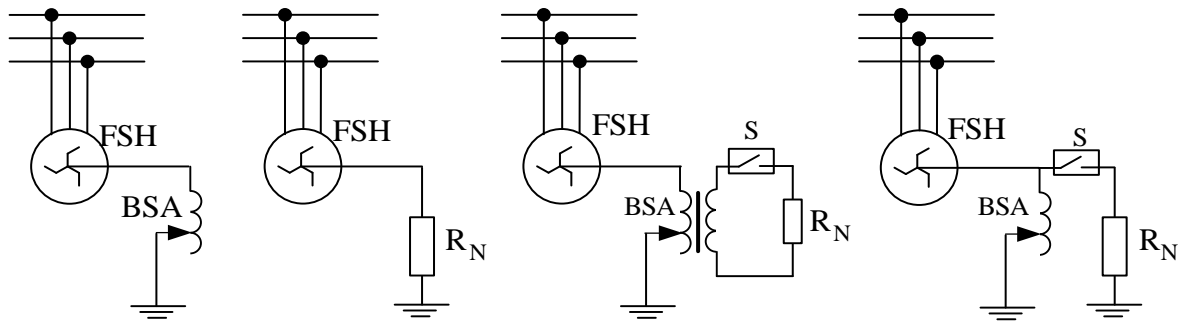
Transformatoarele de neutru artificial se fabrică pentru o scară largă de puteri nominale. Unii producători propun TNA deja echipate cu rezistoare de neutru.

Avantajul creării neutrului cu ajutorul transformatorului de așa tip este posibilitatea utilizării lui pentru alimentarea serviciilor proprii. Totodată, important de menționat, că pot fi utilizate transformatoare de putere care se produc în serie [55].

### **2.3. Crearea punctului neutru cu utilizarea unui transformator cu conexiunea înfășurării în zig-zag (FSH)**

Altă modalitate de creare a neutrului artificial este utilizarea unui transformator special cu conexiunea înfășurării în zig-zag fără înfășurare secundară și cu punctul neutru accesibil, numit *filtru de secvență homopolară* (FSH) [13,89, 90]. În regim normal de funcționare al rețelei electrice curenții absorbiți de acest transformator sunt foarte mici (curenți de magnetizare), respectiv, reactanța transformatorului este foarte mare, ce se explică prin însumarea fluxurilor magnetice din coloane (fig.2.4 și fig.2.5). Deoarece fluxurile parțiale  $\Phi_{A1}$  și  $\Phi_{C2}$ ,  $\Phi_{B1}$  și  $\Phi_{A2}$ ,  $\Phi_{C1}$  și  $\Phi_{B2}$  sunt defazate la  $120^\circ$ , fluxurile totale în coloane  $\Phi_1$ ,  $\Phi_2$  și  $\Phi_3$  rezultă de  $\sqrt{3}$  ori mai mari (2.16) [14, 42].

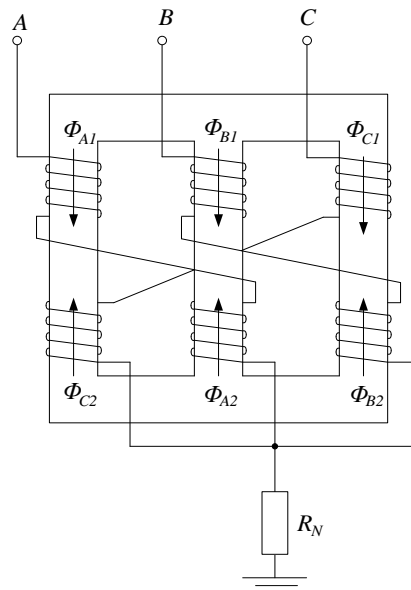




**Fig. 2.3. Schemele de creare a neutrului cu ajutorul transformatorului cu conexiunea înfășurării în zig-zag**

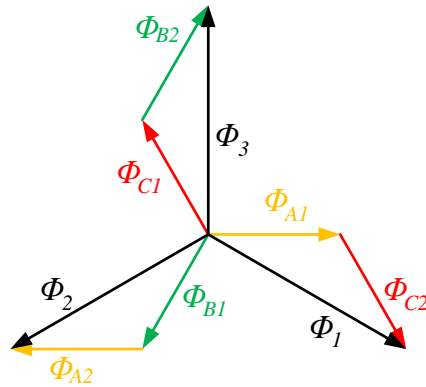
Majorarea fluxului total determină creșterea reactanței transformatorului și, respectiv, micșorarea curenților de magnetizare. Deci, în regim normal de funcționare al rețelei, transformatorul funcționează în regim de mers în gol.

$$\begin{cases} \dot{\Phi}_1 = \dot{\Phi}_{A1} + \dot{\Phi}_{C2} \\ \dot{\Phi}_2 = \dot{\Phi}_{B1} + \dot{\Phi}_{A2} \\ \dot{\Phi}_3 = \dot{\Phi}_{C1} + \dot{\Phi}_{B2} \end{cases} \quad (2.16)$$



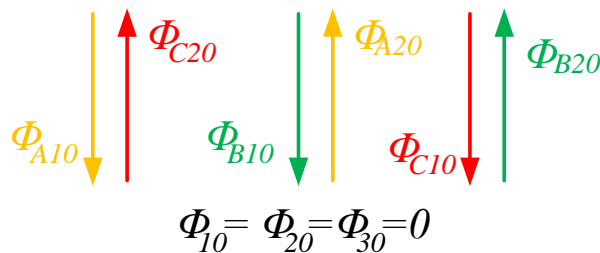
**Fig. 2.4. Schema principală a transformatorului cu conexiunea înfășurării în zig-zag (FSH)**

La punerea fazei la pământ apar componentele curentului de secvență directă, inversă și homopolară. Construcția FSH asigură valori mari ale reactanțelor înfășurărilor pentru curenții de secvență directă și inversă ( $X_1$  și  $X_2$ ) și valori foarte mici ale reactanțelor de secvență homopolară (prin bobinarea inversă a semiînfășurărilor pe coloane, fluxurile magnetice se defazează la  $180^\circ$  și, ca urmare, fluxurile rezultante devin teoretic nule (fig.2.6) [42].



**Fig. 2.5. Diagrama fazorială a fluxurilor magnetice în coloanele FSH în regim normal de funcționare**

În realitate, din cauza că fluxurile parțiale nu sunt perfect egale, fluxurile totale diferă de zero. Întrucât închiderea liniilor de câmp magnetic are loc prin ulei și cuva transformatorului, fluxurile homopolare pierd din intensitate [14]. Deci, reactanța homopolară ( $X_0$ ) a transformatorului este destul de mică și curenții homopolari trec prin el cu ușurință.



**Fig. 2.6. Diagrama fazorială a fluxurilor magnetice homopolare în coloanele transformatorului la punerea unei faze la pământ**

La punerea unei faze la pământ, prin neutru (deci și prin reactor sau rezistor) va circula curentul  $3 \cdot I_0$  [42]. În cazul în care la neutru este conectat un reactor, prin el se va închide un curent cu caracter inductiv, care va compensa curentul de punere la pământ cu caracter capacitiv. Dacă la neutru se conectează un rezistor, prin el se va închide un curent activ care va permite descărcarea capacităților fazelor sănătoase și reducerea supratensiunilor, totodată acest curent va porni protecția la semnalizare sau la deconectare. Ea va funcționa la semnalizare în cazul rezistorului cu rezistență înaltă sau la deconectare, în cazul rezistorului cu rezistență joasă [89].

Aceste transformatoare se fabrică cu diferite puteri nominale. Puterea se alege în dependență de instalația care se leagă la neutrul FSH, reactor, rezistor cu rezistență înaltă sau rezistor cu rezistență joasă.

## 2.4. Alegerea puterii nominale a FSH

Există câteva variante, reieșind din care se alege puterea nominală a FSH:

a) *la neutru se conectează o bobină de stingere a arcului electric*

La conectarea bobinei, *alegerea puterii FSH se face reieșind din valoarea curenților de punere la pământ*, cu luarea în considerație a posibilei dezvoltări a rețelei electrice:

$$I_{1n} \geq 1,25 \cdot \frac{I_{C\Sigma}}{3} :$$

$$\frac{S_{nom}^{FSH}}{\sqrt{3} \cdot U_{1n}} \geq 1,25 \cdot \frac{I_{C\Sigma}}{3} = 1,25 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot B_C}{3} = 1,25 \cdot U_f \cdot B_C, \quad (2.17)$$

de unde se obține:

$$S_{nom}^{FSH} \geq 1,25 \cdot U_{n1} \cdot U_l \cdot B_C = 1,25 \cdot B_C \cdot U_l^2, \quad (2.18)$$

unde:  $S_{nom}^{FSH}$  – puterea nominală a FSH;  $U_n$  – tensiunea nominală a FSH;  $U_l$  – tensiunea de linie a rețelei electrice;  $B_C$  – susceptanța capacitivă a rețelei electrice.

b) *La neutru se conectează un rezistor de rezistență înaltă*

În cazul dat, puterea FSH trebuie să fie mai mare sau egală cu puterea rezistorului.

Puterea rezistorului și a transformatorului TNA se alege din condiția:

$$P_{R_N} \geq U_f \cdot I_{R_N} = \frac{U_f^2}{R_N} = \frac{U_l^2}{3 \cdot R_N} = U_f \cdot I_{C\Sigma}, \text{ și respectiv: } S_{nom}^{FSH} \geq P_{R_N}. \quad (2.19)$$

c) *La neutru se conectează un rezistor de rezistență joasă*

În acest caz, FSH se alege din condiția stabilității termice [83]:

$$I_{adm}^{FSH} \geq \frac{I_{R_N}}{3} = \frac{U_f}{3 \cdot R_N}; \quad (2.20)$$

$$t_{adm} \geq t_{ac.pr.}, \quad (2.21)$$

unde:  $I_{adm}^{FSH}$  – este curentul maxim de stabilitate termică a FSH;  $t_{adm}$  – timpul admisibil de parcurgere a curentului admisibil;  $t_{ac.pr.} = (2 \div 5) s$  – timpul de acționare a protecției (protecția se realizează cu temporizare).

d) *BSA se conectează permanent în paralel cu un rezistor de valoare înaltă*

În acest caz, puterea transformatorului se determină cu relația:

$$S_{nom}^{FSH} \geq 1,25 \cdot B_C \cdot U_l^2 + \frac{U_l^2}{3 \cdot R_N}. \quad (2.22)$$

e) BSA se conectează temporar în paralel cu un rezistor

În acest caz, FSH se alege ca și în prima variantă (a), dar suplimentar trebuie verificat la stabilitatea termică [83]:

$$I_{adm}^{FSH} \geq \frac{\sqrt{I_{R_N}^2 + I_L^2}}{3} = \frac{U_f}{3 \cdot Z_N}; \quad (2.23)$$

$$t_{adm} \geq t_{ac.pr.}, \quad (2.24)$$

unde:  $I_L$  este curentul inductiv de compensare (care se închide prin BSA);

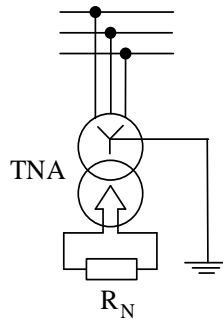
$$Z_N = \frac{R_N \cdot X_L}{\sqrt{R_N^2 + X_L^2}} - \text{impedanța echivalentă a BSA conectată în paralel cu rezistor.}$$

## 2.5. Crearea punctului neutru prin utilizarea TNA cu schema de conexiune a înfășurărilor în stea-triunghi deschis

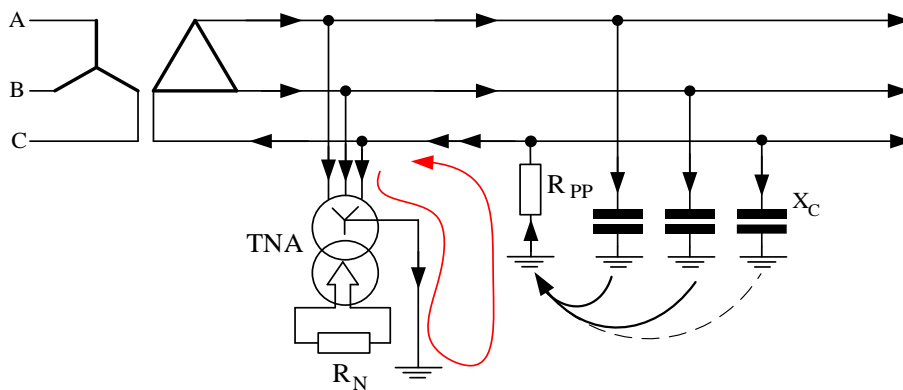
Transformatorul de neutru artificial cu conectarea înfășurărilor în stea-triunghi deschis se conectează la rețea după cum este prezentat în fig.2.7. Înfășurarea primară se conectează în stea și punctul neutru se leagă direct la pământ. La rândul său, înfășurarea secundară se conectează în triunghi deschis, la care se conectează rezistorul de joasă tensiune și organele de protecție [13, 87, 90]. Trebuie de menționat că miezul feromagnetic al acestui transformator are o construcție specială, numită *în manta* (fig.2.8) [81]. Transformatoarele cu miezul feromagnetic în manta sunt menite să suporte intensități foarte mari ale fluxului magnetic, și au o rezistență magnetică scăzută, ceea ce duce la micșorarea pierderilor de mers în gol și la evitarea supraîncălzirii în regim de defect monofazat.

În regim normal de funcționare al rețelei electrice, transformatorul absoarbe din rețea curenți foarte mici (de magnetizare, de mers în gol), datorată miezului în manta pierderile rezultă mici. Tensiunea la bornele înfășurării secundare (triunghiului deschis) este nulă, defazajul fiind de  $120^\circ$  dintre tensiunile fiecărei faze. La punerea unei faze la pământ, apare curentul de punere la pământ, care se închide prin faza avariata, prin capacitățile fazelor sănătoase și prin înfășurarea primară a transformatorului TNA. (fig.2.8). Acești curenți induc în fazele înfășurării secundare trei tensiuni homopolare, suma cărora este  $3 \cdot U_0$ . Prin înfășurarea secundară și prin rezistor va circula curentul  $I$  (fig.2.9), care determină descărcarea capacităților fazelor sănătoase la pământ. Energia acumulată se disipă în formă de căldură în rezistor, ceea ce nu permite apariția supratensiunilor și fenomenului de ferorezonanță. În dependență de valoarea capacităților se alege valoarea rezistenței, astfel în cât capacitățile să se descarce mai repede de jumătate de perioadă

( $0,008 \pm 0,01$  s) [84] ce asigură reducerea supratensiunilor. Protecția, de cele mai multe ori, funcționează la semnalizare.

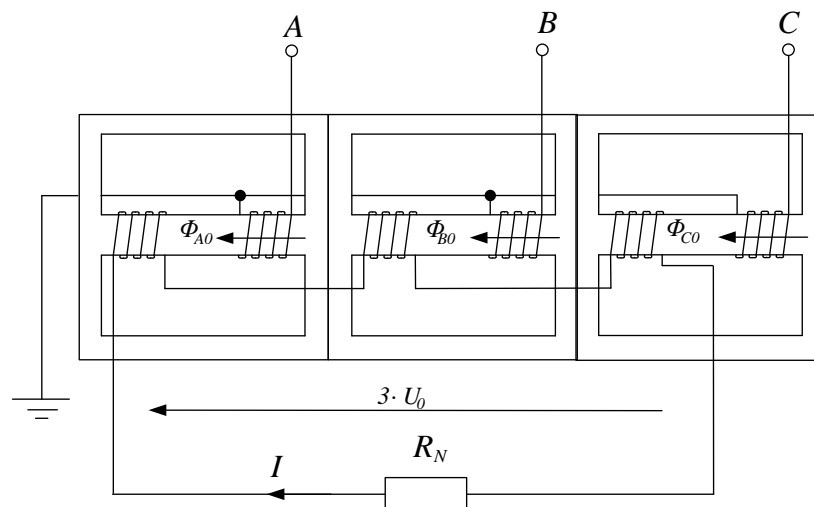


**Fig. 2.7. Schema de conectare la rețea a TNA stea-triunghi deschis**



**Fig. 2.8. Punerea unei faze la pământ într-o rețea cu TNA stea-triunghi deschis**

Avantajul acestei metode rezidă din utilizarea rezistorului de joasă tensiune care este mai simplu în construcție și mai ieftin în fabricație [55]. Dezavantajul metodei - necesitatea utilizării transformatorului special cu miez în manta [81].



**Fig. 2.9. Schema constructivă a TNA stea-triunghi deschis**

## 2.6. Alegerea puterii nominale a TNA cu schemele de conexiune ale înfășurărilor stea-triunghi deschis

Puterea TNA trebuie să fie acordată cu puterea rezistorului. Condițiile de alegere a rezistenței rezistorului: reducerea supratensiunilor și excluderea fenomenului de ferorezonanță. Aceste condiții se îndeplinesc dacă capacitățile fazelor sănătoase se descarcă în 0,01 s [55]. Deci, componenta activă a curentului de punere la pământ trebuie să fie egală sau mai mare ca cea capacitivă [84]:

$$I_{R_N} \geq I_{C\Sigma} \text{ sau } R_N \leq \frac{U_f}{I_{C\Sigma}} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot I_{C\Sigma}} = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C}. \quad (2.25)$$

Limitarea supratensiunilor va avea loc dacă puterea disipată în rezistorul de joasă tensiune va fi mai mare sau egală cu puterea unui rezistor echivalent de înaltă tensiune care asigură descărcarea capacităților în timp de 0,01 s:

$$P_{R_\Delta} \geq P_{R_N} \Leftrightarrow I_{R_\Delta}^2 \cdot R_\Delta \geq I_{R_N}^2 \cdot R_N, \quad (2.26)$$

unde:  $P_{R_\Delta}$  – este puterea care trebuie să se disipeze în rezistorul de joasă tensiune la punerea unei faze la pământ pentru reducerea supratensiunilor;  $P_{R_N}$  – este puterea care trebuie să se disipeze într-un rezistor de înaltă tensiune la punerea unei faze la pământ pentru reducerea supratensiunilor;  $R_\Delta$  – este rezistența rezistorului de joasă tensiune;  $R_N$  – este rezistența rezistorului echivalent de înaltă tensiune.

Curenții din (2.26) se exprimă astfel:

$$\left. \begin{aligned} I_{R_N} &= \frac{U_f}{R_N} = \frac{U_0}{R_N} \\ I_{R_\Delta} &= \frac{U_{tr.dsch.}}{R_\Delta} = \frac{3 \cdot U_0^!}{R_\Delta} \end{aligned} \right\}, \quad (2.27)$$

unde:  $U_0$  – tensiunea de secvență homopolară, care este egală cu cea de fază a rețelei;  $U_{tr.dsch.}$  – tensiunea la bornele înfășurărilor secundare ale transformatorului, conectate în triunghi deschis;

$U_0^! = \frac{U_0}{K_T}$  – tensiunea homopolară raportată la înfășurarea de joasă tensiune a transformatorului;

$K_T$  – coeficientul de transformare al transformatorului.

Din (2.26) și (2.27) se obține [55, 84]:

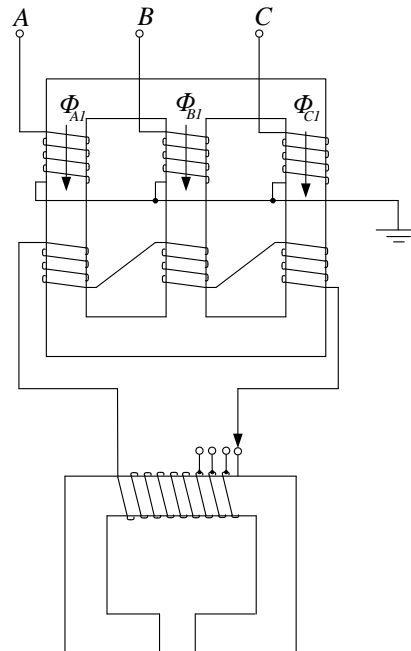
$$R_\Delta = \frac{9 \cdot R_N}{K_T^2} = \frac{9 \cdot U_f}{K_T^2 \cdot I_{C\Sigma}} = \frac{9 \cdot U_l}{\sqrt{3} \cdot K_T^2 \cdot I_{C\Sigma}} \approx \frac{5,2 \cdot U_l}{K_T^2 \cdot I_{C\Sigma}}. \quad (2.28)$$

Puterea transformatorului trebuie să fie mai mare sau egală ca cea a rezistorului [81, 82]:

$$S_{nom}^{TNA} \geq P_{R_{\Delta}} = I_{R_{\Delta}}^2 \cdot R_{\Delta} = \frac{9 \cdot U_0^2}{K_T^2 \cdot R_{\Delta}} = \frac{9 \cdot U_f^2}{K_T^2 \cdot R_{\Delta}} = \frac{3 \cdot U_l^2}{K_T^2 \cdot R_{\Delta}} = \frac{U_l \cdot I_{C\Sigma}}{\sqrt{3}} = U_f \cdot I_{C\Sigma}. \quad (2.29)$$

## 2.7. Utilizarea transformatorului Bauh

Transformatorul Bauh este utilizat nu atât pentru crearea punctului neutru artificial, cât pentru compensarea curenților de punere la pământ. Transformatorul Bauh prezintă din sine o bobină de stingere care nu necesită transformator suplimentar. Înfășurarea primară a transformatorului se conectează în stea, iar punctul neutru se leagă direct la pământ. Înfășurarea secundară se conectează în triunghi deschis și la acest triunghi se conectează o bobină specială cu inductivitatea reglabilă (fig.2.10). Inductivitatea se reglează prin schimbarea numărului de spire. Miezul feromagnetic al acestei bobine se prevede cu un întrefier pentru evitarea saturației [87].

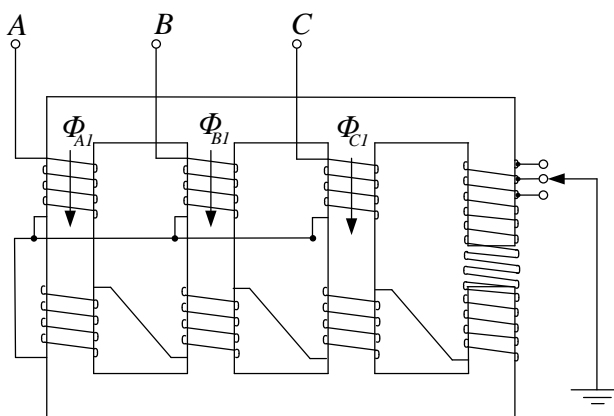


**Fig. 2.10. Schema transformatorului Bauh [87]**

În regim normal de funcționare a rețelei electrice, transformatorul funcționează în regim de mers la gol. Tensiunea la bornele triunghiului deschis este egală cu zero. În caz de punere la pământ apare tensiunea  $3 \cdot U_0$ , prin bobina de compensare (instalată în înfășurarea secundară conectată în triunghi deschis) se închide un curent. Acest curent creează un flux magnetic prin miezul transformatorului. La rândul său, acest flux magnetic induce în fazele înfășurării primare trei curenți de secvență homopolară cu caracter inductiv. Aceștia, sumându-se în conductorul neutru, reduc curentul capacitiv de punere la pământ [80].

## 2.8. Utilizarea transformatorului Reitgofer

Transformatorul Reitgofer se construiește cu același scop ca și transformatorul Bauh și utilizează același principiu fizic, dar diferă constructiv. Transformatorul Reitgofer are patru coloane în loc de trei, pe coloana a patra este amplasată bobina de compensare. Inductivitatea bobinei se reglează prin modificarea numărului de spire. Coloana a patra are un întrefier pentru evitarea saturației. Înfășurarea primară a transformatorului se conectează în stea, iar punctul neutru se leagă la o bornă a triunghiului deschis, format de înfășurarea secundară [80]. La altă bornă a triunghiului deschis se conectează o bobină de compensare (fig.2.11).



**Fig. 2.11. Schema transformatorului Reitgofer [80]**

În regim normal de funcționare a rețelei electrice, tensiunea în punctul neutru este egală cu zero, transformatorul funcționează în regim de mers în gol. La punerea unei faze la pământ în punctul neutru apare o tensiune, egală cu tensiunea de fază (dacă punerea la pământ se consideră metalică). Prin înfășurarea conectată în triunghi deschis și prin bobina de compensare se închide un curent inductiv care compensează curentul capacitiv de punere la pământ [80].

Avantajul acestor două transformatoare constă în lipsa necesității de elemente suplimentare: transformator, bobină sau rezistor. Dezavantajele: construcția mai complicată și mai costisitoare, inclusiv dezavantajele conectării bobinei la neutrul TNA.

## 2.9. Alegerea puterii nominale a transformatoarelor Bauh și Reitgofer

Alegerea puterii nominale a transformatoarelor Bauh și Reitgofer se realizează reieșind din valoarea curentului de punere la pământ și rezerva de 25%:

$$I_{ln} \geq 1,25 \cdot \frac{I_{C\Sigma}}{3},$$

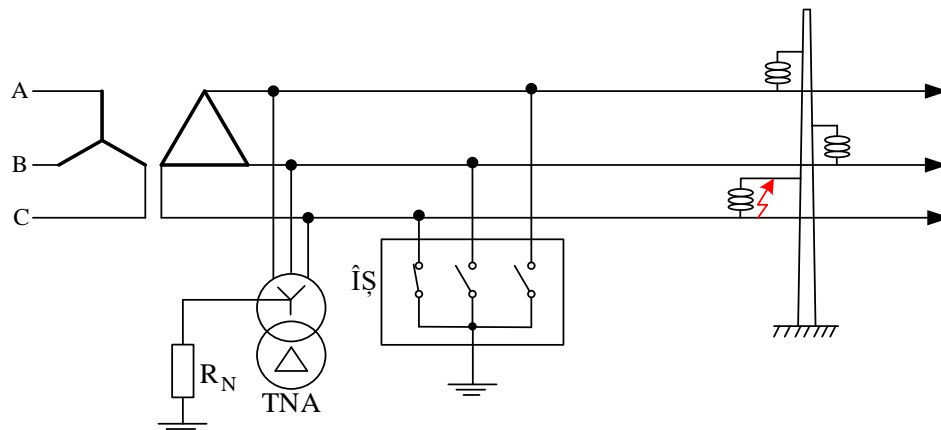
de unde se obține:

$$S_{nom}^{TNA} \geq 1,25 \cdot U_n \cdot U_{IRE} \cdot B_C = 1,25 \cdot B_C \cdot U_l^2. \quad (2.30)$$



## 2.10. Utilizarea întreruptorului șunt

Principiul soluției „întreruptorului șunt” constă în șuntarea defectului monofazat în rețelele de MT prin conectarea unui „întreruptor șunt cu acționare monofazată” în stația de transformare [66]. În cazul liniilor aeriene circa 85 - 90 % din totalul defectelor sunt trecătoare [91]. Punerea la pământ are loc în principal din cauza conturnării izolatorului, această problemă se auto înlătură la deconectarea liniei, după câteva secunde izolația se restabilește și linia poate fi reconectată. Dar, întreruperea în alimentare cu energie electrică, chiar pe o durată de câteva secunde, nu este admisibilă. Întreruperile de scurtă durată sunt deranjante pentru consumatorii cu flux continuu de producere și, în mod deosebit, pentru echipamente și sisteme electronice instalate la consumatori, care sunt sensibile la supratensiuni, goluri de tensiuni și întreruperi de scurtă durată, fiind necesară reinițializarea programelor; perturbarea procesului de transmitere a datelor; pierderea informației care nu au fost salvată; etc. În statele europene se acorda o mare atenție acestor tipuri de evenimente, fapt care va deveni actuali și în RM, necesitând găsirea unor soluții și pentru reducerea numărului de întreruperi de scurtă durată în rețelele de MT cu neutrul tratat prin rezistență.



**Fig.2.12. Schema electrică în cazul utilizării întrerupătorului șunt [66]**

Soluția propune „șuntarea” defectului monofazat produs în rețea, prin închiderea, fără temporizare, a unui întrerupător șunt, care se montează la stația de transformare pe barele de MT (fig.2.12). Polii acestui întrerupător sunt independenți și sunt puși în funcțiune de trei electromagneți, la fel independenți. Electromagneții sunt alimentați prin contactul normal deschis al unui releu de tensiune homopolară și prin contactul normal închis al unui releu minimal de tensiune. Contactele lor sunt conectate în serie. Când are loc punerea la pământ, releul de tensiune homopolară își închide contactul, la fel se închide contactul releului minimal de tensiune conectat, prin transformator de tensiune, la faza pusă la pământ. Electromagnetul primește alimentare și șuntează faza pusă la pământ. Această șuntare are menirea de a reduce, practic la zero, curentul

prin locul de defect, realizându-se stingerea arcului fără ca „șuntarea” să producă o întrerupere în alimentarea consumatorului. Soluția este valabilă în cazul utilizării rezistorului de valoare mare.

## **Concluzii la capitolul 2**

Pentru racordare la neutrul rețelelor electrice a bobinei de stingere a arcului electric BSA, BSA în paralel cu un rezistor sau a rezistorului de legare la pământ este necesar accesul la neutrul. În cazul în care acesta fizic lipsește, se impune crearea neutrului artificial prin diverse metode, expuse anterior.

1. Utilizarea transformatorului cu conexiunea înfășurărilor stea-triunghi pentru crearea nodului neutrul are următoarele avantaje: permite și conectarea serviciilor proprii la acest transformator, dar numai a consumatorilor trifazați, fiindcă nu există firul nul; în scopul creării nodului neutrul poate fi utilizat un transformator de putere produs în serie, de putere corespunzătoare;
2. Transformatorul zigzag (FSH) este special menit pentru crearea nodului neutrul, el se caracterizează cu o impedanță homopolară foarte mică, ceea ce în cazul dat este un lucru favorabil. Pierderile de mers în gol pentru FSH sunt mai mici față de alte transformatoare de creare a neutrului;
3. Principalul avantaj al utilizării transformatorului cu schema de conexiune a înfășurărilor stea-triunghi deschis este posibilitatea utilizării unui rezistor de joasă tensiune, care este mai ieftin;
4. Transformatoarele Bauh și Reitgofer combină într-o instalație și TNA și BSA, ce prezintă un avantaj, însă în cazul dat, tratarea neutrului printr-un rezistor nu este posibilă;

### 3. SOLICITAREA REȚELELOR ELECTRICE ÎN FUNCȚIE DE MODUL DE TRATARE A NEUTRULUI

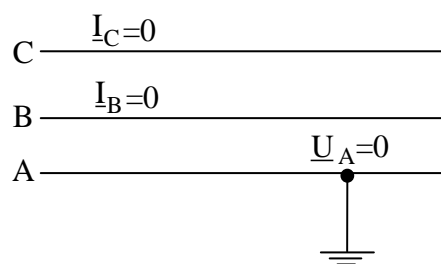
#### 3.1. Determinarea tensiunilor de fază, a tensiunilor neutrului față de pământ și a curentului de punere la pământ în regim stabilizat de defect monofazat

##### 3.1.1. Expresii ale mărimilor de stare ale rețelei în timpul defectului monofazat

Starea rețelei electrice în regim stabilizat de defect monofazat se caracterizează prin valorile unor mărimi, numite *mărimi de stare*, și anume:

- tensiunile de fază;
- tensiunea neutrului față de pământ;
- curentul de defect.

Pentru a obține relațiile analitice ale mărimilor de stare ale rețelei electrice, ce caracterizează regimul stabilizat de defect monofazat, se va folosi schema echivalentă de calcul a cărei structură se obține pe bază relațiilor dintre componentele simetrice de tensiune, și respectiv de curent, considerându-se condițiile specifice acestui defect și valabile la locul defectului (fig.3.1) [80, 91 92, 93, 94].



**Fig. 3.1. Defect monofazat**

Dacă nu se iau în considerație curenții datorăți consumatorilor racordați la linie, prezența defectului se poate exprima prin relațiile:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_B = \underline{I}_C = 0; \\ \underline{U}_A = 0. \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

Având în vedere descompunerea în componentele simetrice ale tensiunilor și curenților, în ipoteza că faza A este de referință, pot fi scrise relațiile:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}^h + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}^d + \underline{a} \cdot \underline{I}^i = 0; \\ \underline{I}^h + \underline{a} \cdot \underline{I}^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}^i = 0, \end{aligned} \right\} \quad (3.2)$$

în care  $\underline{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ ;  $\underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ .

Din (3.2) rezultă:

$$\underline{I}^h + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}^d + \underline{a} \cdot \underline{I}^i = \underline{I}^h + \underline{a} \cdot \underline{I}^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}^i, \quad (3.3)$$

sau

$$(\underline{a}^2 - \underline{a}) \cdot \underline{I}^d = (\underline{a}^2 - \underline{a}) \cdot \underline{I}^i, \quad (3.4)$$

deci:

$$\underline{I}^d = \underline{I}^i, \quad (3.5)$$

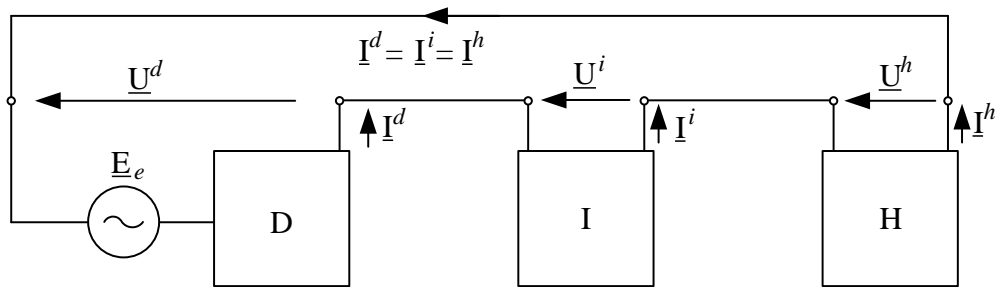
Introducând acest rezultat într-una din relațiile (3.2) de descompunere a curentului din fazele sănătoase, rezultă:

$$\underline{I}_B = \underline{I}^h + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}^d + \underline{a} \cdot \underline{I}^i = \underline{I}^h + (\underline{a}^2 + \underline{a}) \cdot \underline{I}^d = \underline{I}^h - \underline{I}^d = 0,$$

ca urmare:

$$\underline{I}^h = \underline{I}^d = \underline{I}^i. \quad (3.6)$$

Condițiile (3.1) și (3.6) permit întocmirea schemei echivalente de calcul din fig.3.2. În această schemă D, I și H reprezintă schemele echivalente ale rețelei în raport cu locul defectului, valabile pentru cele trei componente simetrice.



**Fig. 3.2. Schema echivalentă pentru defectul monofazat [90]**

Cele trei scheme sunt conectate în serie. În schema de secvență directă este inclusă și sursa considerată a furniza un sistem de trei tensiuni egale în modul și defazate cu  $120^\circ$ , formând astfel un sistem direct de tensiuni. Nu există t.e.m. pe secvențele inversă și homopolară.

Pentru componentele simetrice de tensiune, se poate scrie:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}^d &= \underline{E}_e - \underline{I}^d \cdot \underline{Z}^d; \\ \underline{U}^i &= -\underline{I}^i \cdot \underline{Z}^i; \\ \underline{U}^h &= -\underline{I}^h \cdot \underline{Z}^h. \end{aligned} \right\} \quad (3.7)$$

La rândul său, pentru componentele simetrice de curent este valabilă relația:

$$\underline{I}^d = \underline{I}^i = \underline{I}^h = \frac{\underline{E}_e}{\underline{Z}^d + \underline{Z}^i + \underline{Z}^h}. \quad (3.8)$$

Curentul de defect monofazat (de punere la pământ) se determină cu relația:

$$\underline{I}_{PP} = \underline{I}^d + \underline{I}^i + \underline{I}^h. \quad (3.9)$$

Tensiunile pe fazele rețelei în regim stabilizat de defect monofazat se determină astfel:

- pentru faza A (faza pusă la pământ):

$$\begin{aligned}\underline{U}_A &= \underline{U}_A^h + \underline{U}_A^d + \underline{U}_A^i = (-\underline{I}^h \cdot \underline{Z}^h) + (\underline{E}_e - \underline{I}^d \cdot \underline{Z}^d) + (-\underline{I}^i \cdot \underline{Z}^i) = \\ &= \underline{E}_e - \underline{I}^d \cdot (\underline{Z}^h + \underline{Z}^d + \underline{Z}^i) = \underline{E}_e - \frac{\underline{E}_e}{\underline{Z}^h + \underline{Z}^d + \underline{Z}^i} \cdot (\underline{Z}^h + \underline{Z}^d + \underline{Z}^i) = 0;\end{aligned}$$

- pentru faza B:

$$\underline{U}_B = \underline{U}^h + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}^d + \underline{a} \cdot \underline{U}^i = -\underline{I}^h \cdot \underline{Z}^h + \underline{a}^2 \cdot (\underline{E}_e - \underline{I}^d \cdot \underline{Z}^d) + \underline{a} \cdot (-\underline{I}^i \cdot \underline{Z}^i);$$

- pentru faza C:

$$\underline{U}_C = \underline{U}^h + \underline{a} \cdot \underline{U}^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}^i = -\underline{I}^h \cdot \underline{Z}^h + \underline{a} \cdot (\underline{E}_e - \underline{I}^d \cdot \underline{Z}^d) + \underline{a}^2 \cdot (-\underline{I}^i \cdot \underline{Z}^i).$$

Pentru rețelele electrice de transport și distribuție a energiei electrice, constituite numai din elemente pasive (fără generatoare), se poate considera că:

$$\underline{Z}^d = \underline{Z}^i.$$

Astfel:

$$\underline{U}_B = -\underline{I}^d \cdot \underline{Z}^h + \underline{a}^2 \cdot \underline{E}_e - (\underline{a}^2 + \underline{a}) \cdot \underline{I}^d \cdot \underline{Z}^d = \underline{a}^2 \cdot \underline{E}_e + (\underline{Z}^d - \underline{Z}^h) \cdot \underline{I}^d;$$

$$\underline{U}_C = -\underline{I}^d \cdot \underline{Z}^h + \underline{a} \cdot \underline{E}_e - (\underline{a}^2 + \underline{a}) \cdot \underline{I}^d \cdot \underline{Z}^d = \underline{a} \cdot \underline{E}_e + (\underline{Z}^d - \underline{Z}^h) \cdot \underline{I}^d.$$

Introducând, în expresiile obținute, relația (3.8) a curentului pe secvența directă, se obține:

$$\underline{U}_B = \underline{a}^2 \cdot \underline{E}_e + (\underline{Z}^d - \underline{Z}^h) \cdot \frac{\underline{E}_e}{2 \cdot \underline{Z}^d + \underline{Z}^h} = \underline{E}_e \cdot \left( \underline{a}^2 + \frac{\underline{Z}^d - \underline{Z}^h}{2 \cdot \underline{Z}^d + \underline{Z}^h} \right) = \underline{k}_B^{def} \cdot \underline{E}_e; \quad (3.10)$$

$$\underline{U}_C = \underline{a} \cdot \underline{E}_e + (\underline{Z}^d - \underline{Z}^h) \cdot \frac{\underline{E}_e}{2 \cdot \underline{Z}^d + \underline{Z}^h} = \underline{E}_e \cdot \left( \underline{a} + \frac{\underline{Z}^d - \underline{Z}^h}{2 \cdot \underline{Z}^d + \underline{Z}^h} \right) = \underline{k}_C^{def} \cdot \underline{E}_e; \quad (3.11)$$

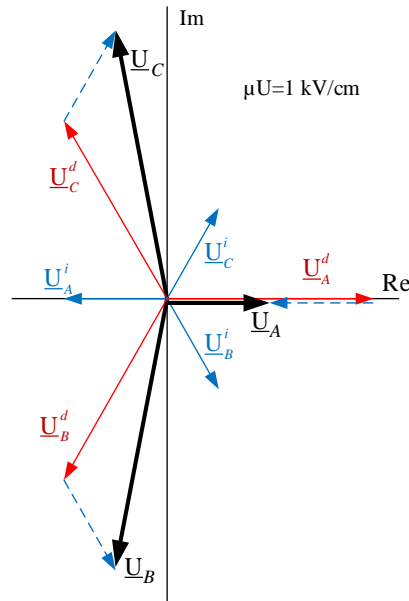
$$\underline{k}_B^{def} = \underline{a}^2 + \frac{\underline{Z}^d - \underline{Z}^h}{2 \cdot \underline{Z}^d + \underline{Z}^h}; \quad \underline{k}_C^{def} = \underline{a} + \frac{\underline{Z}^d - \underline{Z}^h}{2 \cdot \underline{Z}^d + \underline{Z}^h}, \quad (3.12)$$

unde:  $\underline{k}_B^{def}$ ,  $\underline{k}_C^{def}$  – coeficienții de tensiune la un defect monofazat;

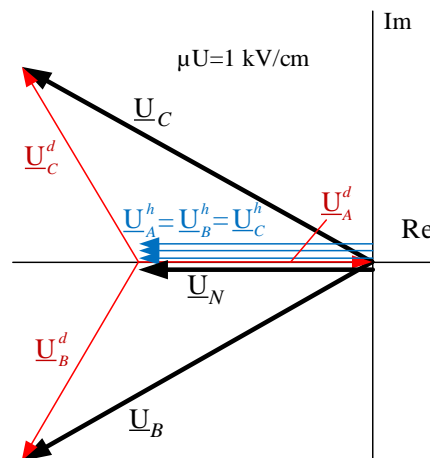
Acești coeficienți sunt mărimi complexe, modulul lor prezintă multiplul de creștere a tensiunilor pe fazele sănătoase la un defect monofazat față de t.e.m de fază corespunzătoare secțiunii cu defect, dar în lipsa defectului. Cu alte cuvinte, aceasta este tensiunea de fază a fazei A.

Tensiunea pe *neutrul electric* al rețelei (neutrul fizic poate lipsi – când înfășurarea secundară a transformatorului este conectată în triunghi) va fi mereu egală cu tensiunea homopolară, întrucât sistemul direct și, respectiv, cel invers de tensiuni nu conduc la deplasarea neutrului (fig.3.3):

$$\underline{U}_N = \underline{U}^h. \quad (3.13)$$



**Fig. 3.3. Diagrama vectorială a unui sistem aleatoriu de vectori în lipsa componentei homopolare (elaborată de autor)**

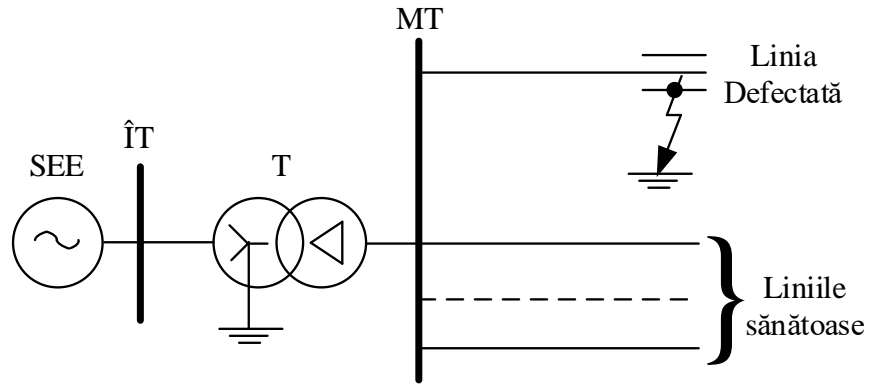


**Fig. 3.4. Diagrama vectorială a unui sistem aleatoriu de vectori în prezența componentei homopolare (elaborată de autor)**

Din fig.3.3 se observă că vectorii sumari rămân în originea planului complex, ceea ce înseamnă că potențialul punctului neutru nu se modifică, iar din fig.3.4 se vede că la apariția sistemului homopolar, neutrul își modifică potențialul de la 0 la  $\underline{U}^h$ .

### **3.1.2. Calculul mărimilor de stare în timpul defectului monofazat într-o rețea cu neutrul izolat**

În acest caz, schema rețelei electrice se prezintă astfel (fig.3.5):

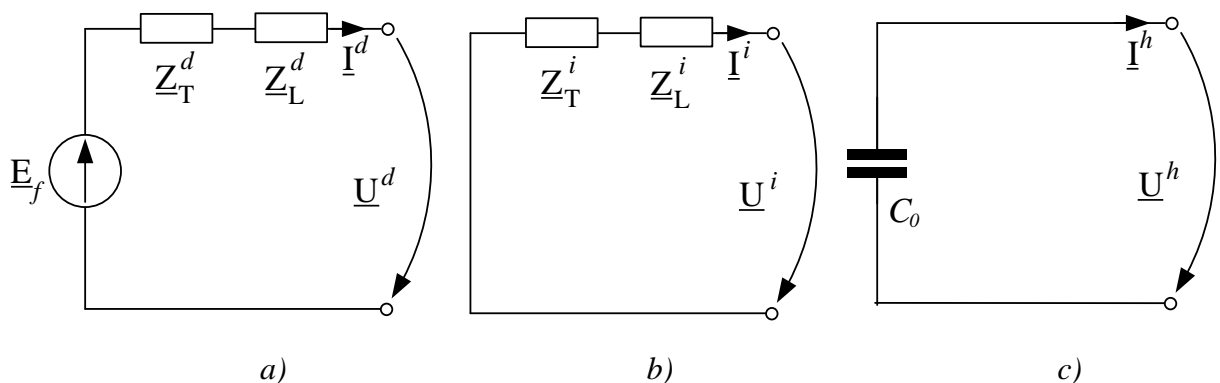


**Fig. 3.5. Schema rețelei electrice cu neutru izolat la punerea unei faze la pământ**

unde: SEE – sistem electroenergetic (poate fi considerat ca sursă de putere infinită); T – transformatorul de putere; ÎT – barele de înaltă tensiune; MT – barele de medie tensiune.

În conformitate cu metoda componentelor simetrice trebuie alcătuite schemele de secvență directă, inversă și homopolară. Schemele echivalente pentru rețeaua din fig.3.5 sunt aduse în fig.3.6.

Schema de secvență directă include t.e.m. de fază ( $\underline{E}_f$ ) a sursei de putere infinită (SEE), impedanța transformatorului de putere de secvență directă și impedanța liniei de secvență directă. Schema de secvență inversă se alcătuiește la fel ca și cea de secvență directă, dar este pasivizată (nu conține sursă). Întrucât în rețea nu există instalații cu elemente rotative, impedanțele de secvență inversă vor fi egale cu cele de secvență directă [40]. În schema de secvență homopolară, în cazul neutriului izolat, se introduce doar capacitatea fază-pământ a rețelei electrice [80, 92].



**Fig. 3.6. Schemele de diferite secvențe a – directă; b – inversă; c – homopolară**

unde:  $\underline{I}^d, \underline{I}^i, \underline{I}^h$  – curenții de diferite secvențe;  $\underline{U}^d, \underline{U}^i, \underline{U}^h$  – tensiunile de diferite secvențe.

Presupunând condițiile limită, curenții în fazele nedefectate vor fi nuli, la fel tensiunea pe faza defectată va fi nulă (se consideră pusă la pământ faza A). Din aceste condiții se obține:

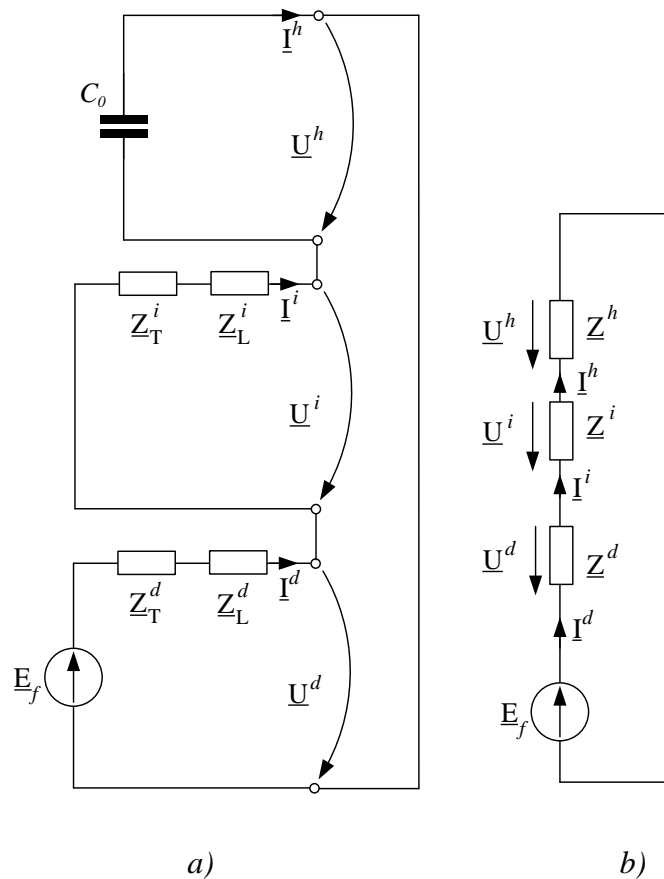
$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_A^d = \underline{I}_A^i = \underline{I}_A^h; \\ \underline{U}_A = \underline{U}_A^d + \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = 0. \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

Din relațiile (3.14) reiese că schema echivalentă complexă va fi formată din cele trei scheme conectate consecutiv (fig.3.7).

Pentru schema din fig.3.7 sunt valabile relațiile (3.7) și (3.8). Impedanțele de diferite secvențe, în acest caz, se vor determina astfel:

$$\underline{Z}^d = \underline{Z}_T^d + \underline{Z}_L^d, \quad \underline{Z}^i = \underline{Z}_T^i + \underline{Z}_L^i, \quad \underline{Z}^h = -jX_C. \quad (3.15)$$

Curentul de punere la pământ, tensiunile pe fazele sănătoase și tensiunea de deplasare a neutrlui se vor determina cu relațiile (3.9), (3.10), (3.11) și corespunzător (3.13).

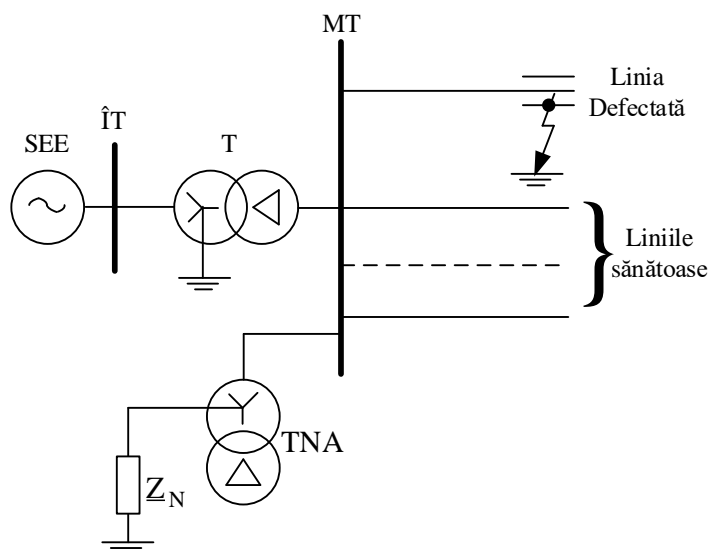


**Fig. 3.7. Schemele echivalente complexe: a) desfășurată; b)transfigurată**

### 3.1.3. Calculul mărimilor de stare în timpul defectului monofazat într-o rețea cu neutrul tratat printr-o impedanță

În acest caz, schema electrică a rețelei se prezintă astfel (fig.3.8):

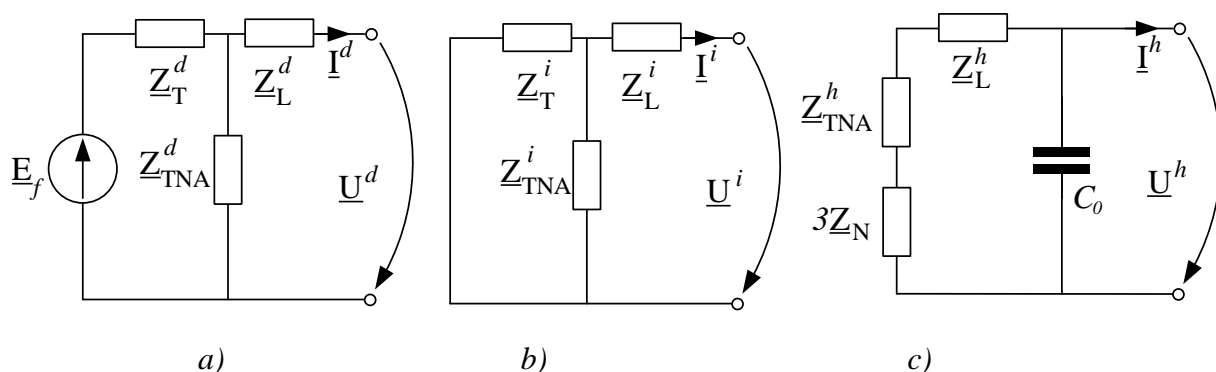




**Fig. 3.8. Schema rețelei electrice cu neutru tratat printr-o impedanță la punerea galvanică a unei faze la pământ**

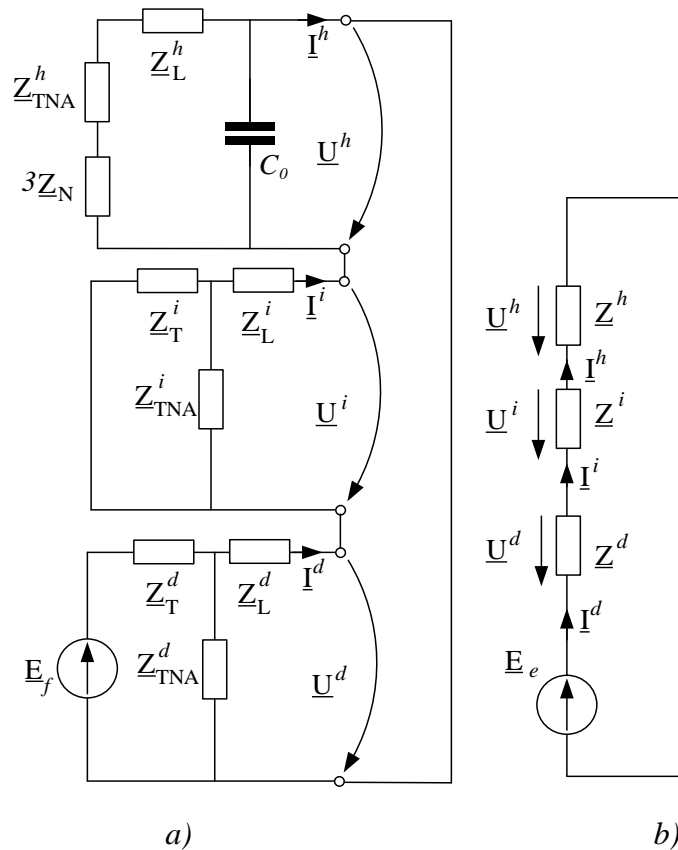
unde: TNA – transformatorul de neutru artificial;  $Z_N$  – impedanța conectată în neutrul rețelei electrice. De menționat că mărimea  $Z_N$  va depinde de modul de tratare a neutrilor.

Pentru rețeaua din fig.3.8 schemele echivalente vor avea următoarea configurație [38]:



**Fig. 3.9. Schemele de diferite secvențe a – directă; b – inversă; c – homopolară**

unde:  $I^d, I^i, I^h$  – curenții de diferite secvențe;  $U^d, U^i, U^h$  – tensiunile de diferite secvențe.



**Fig. 3.10. Schemele echivalente complexe: a) desfășurată; b) transfigurată**

Schema de secvență directă include t.e.m. de fază ( $E_f$ ) a sursei de putere infinită (SEE), impedanța transformatorului de putere de secvență directă, impedanța liniei de secvență directă și impedanța TNA de secvență directă. Schema de secvență inversă se alcătuieste la fel ca și cea de secvență directă, dar este pasivizată (nu conține sursă). Întrucât în rețea nu există instalații cu elemente rotative, impedanțele de secvență inversă vor fi egale cu cele de secvență directă. În schema de secvență homopolară se introduc doar elementele parcurse de curenții homopolari: capacitatea fază-pământ a rețelei electrice, impedanța homopolară a TNA și impedanța prin care este legat la pământ punctul neutru, ce trebuie introdusă printr-o valoare întreită

Pentru cazul dat, relațiile (3.6) și (3.7) la fel sunt valabile. Schema echivalentă complexă se prezintă în fig.3.10.

Unde:

$$\underline{Z}^d = \underline{Z}_L^d + \frac{\underline{Z}_T^d \cdot \underline{Z}_{TNA}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNA}^d}; \quad (3.16)$$

$$\underline{Z}^i = \underline{Z}_L^i + \frac{\underline{Z}_T^i \cdot \underline{Z}_{TNA}^i}{\underline{Z}_T^i + \underline{Z}_{TNA}^i}; \quad (3.17)$$

$$\underline{Z}^h = \frac{(\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N) \cdot (-jX_C)}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N - jX_C}; \quad (3.18)$$

$$\underline{E}_e = \frac{\underline{Z}_{TNA}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNA}^d} \cdot \underline{E}_f. \quad (3.19)$$

După cum se vede din fig.3.10, pentru cazul neutrlui tratat prin impedanță, este necesar de calculat atât impedanțele de diferite secvențe, cât și de recalculat t.e.m. introdusă în schema complexă transfigurată (relația (3.19)) [93].

Curentul de punere la pământ, tensiunile pe fazele sănătoase și tensiunea de deplasare a neutrlui, la fel ca și în cazul precedent, se vor determina cu relațiile (3.9), (3.10), (3.11) și corespunzător (3.13).

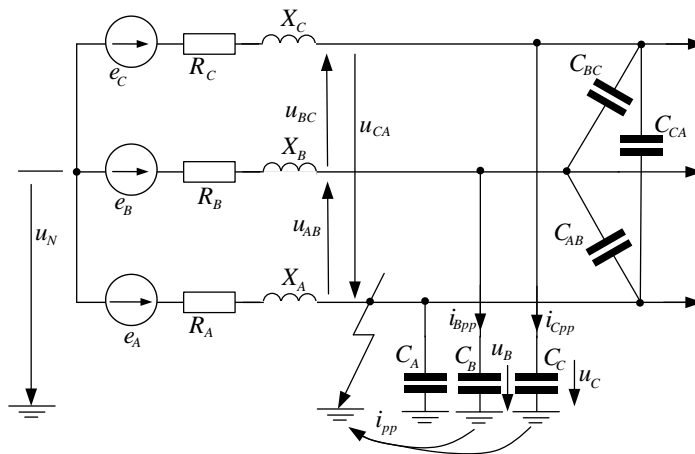
### 3.2. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutru izolat

#### a) Procese tranzitorii la prima străpungere a izolației

Se va analiza străpungerea izolației fazei A la pământ într-o rețea cu neutru izolat, folosind o schemă electrică simplificată (fig.3.11). Se consideră t.e.m. de fază sinusoidală și simetrică, de asemenea, inductivitățile fazelor se consideră egale între ele, precum și capacitățile fază-pământ și fază-fază, adică:

$$e_A = E_m \cdot \sin \omega t, \quad e_B = E_m \cdot \sin(\omega t - 120^\circ), \quad e_C = E_m \cdot \sin(\omega t + 120^\circ);$$

$$L_A = L_B = L_C = L_f; \quad C_A = C_B = C_C = C_0; \quad C_{AB} = C_{BC} = C_{CA} = C_m.$$



**Fig. 3.11. Schema echivalentă simplificată a unei rețele de medie tensiune la punerea fazei A la pământ (elaborată de autor)**

La fel, se va considera că constanta de timp de descărcare a capacității fazei defectate (în acest caz a fazei A) este foarte mică și tensiunea pe faza A, la străpungere, devine egală cu zero

practic momentan [41]. Energia acumulată în această capacitate se transformă în căldură în arcul electric.

La străpungerea fazei se începe un proces tranzitoriu, adică are loc trecerea mărimilor de stare a rețelei de la regimul normal de funcționare la regimul stabilizat de punere la pământ. Cum s-a menționat, se consideră că tensiunea pe faza avariata devine egală cu zero momentan. Tensiunile fazelor sănătoase, trecând un proces oscilant cu atenuare, vor atinge valorile tensiunilor de linie (fig.3.12). Matematic, aceste tensiuni pot fi exprimate ca sumă a două componente, forțată și liberă (3.20). Componenta forțată este tensiunea care se stabilește pe faze la stabilizarea defectului, iar componenta liberă atenuază în timp până la zero, ceea ce înseamnă finalizarea procesului tranzitoriu.

$$\left. \begin{aligned} u_B(t) &= u_{Bfr}(t) + u_{Blb}(t); \\ u_C(t) &= u_{Cfr}(t) + u_{Clb}(t); \end{aligned} \right\} \quad (3.20)$$

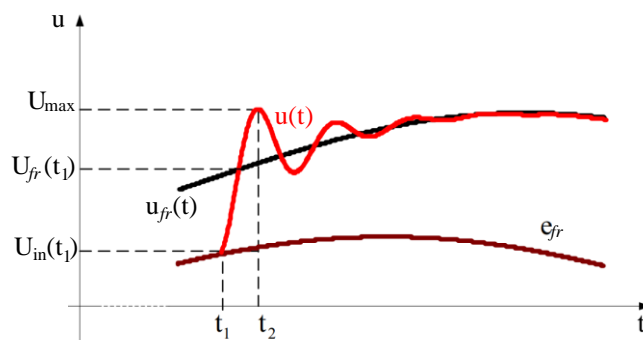
$u_{Bfr}(t)$ ,  $u_{Cfr}(t)$  – componentele forțate;  $u_{Blb}(t)$ ,  $u_{Clb}(t)$  – componentele libere.

Componentele forțate sunt tensiunile care se stabilesc pe fazele sănătoase în regim stabilizat de punere la pământ:

$$\left. \begin{aligned} u_{Bfr}(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 210^\circ); \\ u_{Cfr}(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 150^\circ). \end{aligned} \right\} \quad (3.21)$$

Componentele libere se caracterizează prin amplitudinea  $U_{ml}$ , coeficientul de atenuare  $\delta_l$  și frecvență proprie de oscilație  $\omega_l$ :

$$\left. \begin{aligned} u_{Blb}(t) &= U_{Bml} \cdot e^{-\delta_l \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_l \cdot (t-t_1); \\ u_{Clb}(t) &= U_{Cml} \cdot e^{-\delta_l \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_l \cdot (t-t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.22)$$



**Fig. 3.12. Legea de modificare a tensiunii pe fazele sănătoase în timpul procesului tranzitoriu [12]**

Tensiunile pe fazele sănătoase vor fi:

$$\left. \begin{aligned} u_B(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 210^\circ) + U_{Bmlb} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1); \\ u_C(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 150^\circ) + U_{Cmlb} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.23)$$

Amplitudinea componentei libere  $U_{mlb}$  depinde de momentul străpungerii izolației fazei, acesta determinând condițiile inițiale ale procesului tranzitoriu. Se presupune că străpungerea are loc în momentul  $t_1$  (fig.3.12). Dacă se neglijează capacitățile mutuale între faze, se poate de afirmat că tensiunile pe fazele sănătoase nu pot varia cu salt (legea de comutație care ține de capacitate), deci se poate de scris:

$$\left. \begin{aligned} u_{Bin}(t_1) &= u_{Bfr}(t_1) + u_{Blb}(t_1) \\ u_{Cin}(t_1) &= u_{Cfr}(t_1) + u_{Clb}(t_1) \end{aligned} \right\}, \text{ de unde se obține:}$$

$$\left. \begin{aligned} u_{Blb}(t_1) &= u_{Bin}(t_1) - u_{Bfr}(t_1) \\ u_{Clb}(t_1) &= u_{Cin}(t_1) - u_{Cfr}(t_1) \end{aligned} \right\}, \quad (3.24)$$

unde  $u_{Bin}(t)$ ,  $u_{Cin}(t)$  – tensiunile inițiale pe fazele sănătoase;  $u_{Bfr}$ ,  $u_{Cfr}$  – componentele forțate ale tensiunilor  $u_B$  și, respectiv,  $u_C$ .

Valorile componentelor libere la momentul  $t_1$  determină amplitudinea inițială a componentei libere:

$$\left. \begin{aligned} U_{Bmlb} &= u_{Blb}(t_1) = u_{Bin}(t_1) - u_{Bfr}(t_1); \\ U_{Cmlb} &= u_{Clb}(t_1) = u_{Cin}(t_1) - u_{Cfr}(t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.25)$$

În continuare se va demonstra că valoarea amplitudinii componentei libere mereu va fi egală cu tensiunea pe faza defectată în momentul străpungerii. În orice moment de timp, pentru tensiunile de fază sunt adevărate relațiile:

$$\left. \begin{aligned} u_A(t) &= e_A(t) + u_N(t) \\ u_B(t) &= e_B(t) + u_N(t) \\ u_C(t) &= e_C(t) + u_N(t) \end{aligned} \right\}, \quad (3.26)$$

unde  $u_N(t)$  – tensiunea pe neutrul rețelei.

În momentul punerii la pământ, tensiunea pe faza defectată va fi:

$$u_{Ain}(t_1) = e_A(t_1) + u_N(t_1) \quad \text{sau} \quad u_N(t_1) = u_{Ain}(t_1) - e_A(t_1). \quad (3.27)$$

Componentele forțate ale tensiunilor pe fazele sănătoase:

$$\left. \begin{aligned} u_{Bfr}(t_1) &= -u_{AB}(t_1) = u_B(t_1) - u_A(t_1); \\ u_{Cfr}(t_1) &= u_{CA}(t_1) = u_C(t_1) - u_A(t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.28)$$

Tensiunile inițiale pe fazele sănătoase pot fi exprimate astfel:

$$\left. \begin{aligned} u_{Bin}(t_1) &= e_B(t_1) + u_N(t_1); \\ u_{Cin}(t_1) &= e_C(t_1) + u_N(t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.29)$$

Din (3.25) se observă că amplitudinea componentei libere va depinde de tensiunea pe faza defectată în momentul străpunerii izolației.

În continuare se va demonstra că prezența capacităților mutuale între faze duce la modificarea tensiunilor inițiale pe fazele sănătoase, ceea ce micșorează amplitudinea componentei libere. Aceasta se întâmplă din cauza că la punerea la pământ, de exemplu, a fazei A, capacitatea homopolară  $C_B$  se conectează în paralel cu capacitatea mutuală  $C_{AB}$ , iar capacitatea  $C_C$  se conectează în paralel cu  $C_{CA}$ . Este cunoscut faptul că la conectarea în paralel a două capacități încărcate cu sarcini electrice are loc un proces, practic momentan, de egalizare a tensiunilor pe aceste capacități. Tensiunea rezultantă poate fi determinată din legea conservării sarcinilor electrice.

Dacă se notează prin  $q_B(t_1)$  sarcina înmagazinată de condensatorul  $C_B$ , iar prin  $q_{AB}(t_1)$  sarcina înmagazinată de  $C_{AB}$  la momentul  $t_1$ , atunci sarcina totală va fi:

$$q(t_1) = q_B(t_1) + q_{BA}(t_1), \quad (3.30)$$

unde:

$$\left. \begin{aligned} q_B(t_1) &= C_B \cdot u_B(t_1); \\ q_{BA}(t_1) &= C_{AB} \cdot u_{BA}(t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.31)$$

După aprinderea arcului electric, sarcina electrică în capacitățile unite în paralel poate fi exprimată astfel:

$$q(t_1) = (C_B + C_{AB}) \cdot u_{Bin}(t_1). \quad (3.32)$$

Având în vedere (1.12), (1.13) și (1.14) se obține:

$$C_B \cdot u_B(t_1) + C_{AB} \cdot u_{BA}(t_1) = (C_B + C_{AB}) \cdot u_{Bin}(t_1). \quad (3.33)$$

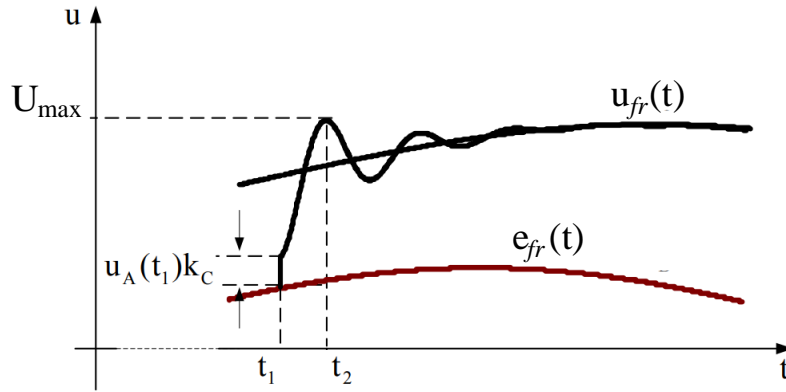
Ținând cont că  $u_{BA}(t_1) = u_B(t_1) - u_A(t_1)$ , tensiunea inițială se va determina cu relația:

$$u_{Bin}(t_1) = u_B(t_1) - u_A(t_1) \cdot \frac{C_{AB}}{C_B + C_{AB}} = u_B(t_1) - u_A(t_1) \cdot k_C, \quad (3.34)$$

unde  $k_C = \frac{C_{AB}}{C_B + C_{AB}} = \frac{C_{CA}}{C_C + C_{CA}} = \frac{C_m}{C_0 + C_m}$ , dacă  $C_m = (0,25 - 0,3)C_0$ , atunci  $k_C = (0,2 - 0,23)$  [24].

În mod analogic se poate obține și pentru faza C:

$$u_{Cin}(t_1) = u_C(t_1) - u_A(t_1) \cdot \frac{C_{CA}}{C_C + C_{CA}} = u_C(t_1) - u_A(t_1) \cdot k_C. \quad (3.35)$$



**Fig. 3.13. Legea de modificare a tensiunii pe fazele sănătoase în timpul procesului tranzitoriu cu luarea în considerare a capacității mutuale [12]**

Dacă se introduce în relația (3.25), relațiile (3.28), (3.34) și (3.35), amplitudinea componentei libere va fi (cu luarea în considerație a capacității mutuale dintre faze):

$$\left. \begin{aligned} U_{Bmlb} &= u_A(t_1) \cdot \left(1 - \frac{C_m}{C_0 + C_m}\right) = u_A(t_1) \cdot \frac{C_0}{C_0 + C_m}; \\ U_{Cmlb} &= u_A(t_1) \cdot \left(1 - \frac{C_m}{C_0 + C_m}\right) = u_A(t_1) \cdot \frac{C_0}{C_0 + C_m}. \end{aligned} \right\} \quad (3.36, a)$$

Dacă  $\omega t_1 = 270^\circ$ , atunci  $u_A(t_1) = -E_m$  și relația (3.37, a) devine:

$$\left. \begin{aligned} U_{Bmlb} &= -E_m \cdot (1 - k_C); \\ U_{Cmlb} &= -E_m \cdot (1 - k_C). \end{aligned} \right\} \quad (3.36, b)$$

Relațiile (3.36, a și b) arată că prezența capacității mutuale între faze duce la micșorarea amplitudinii componentei libere, deci micșorează supratensiunea care poate apărea la străpungerea izolației (fig.3.13).

Luând în considerație (3.23) și (3.36, b), tensiunile pe fazele sănătoase vor fi:

$$\left. \begin{aligned} u_B(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 210^\circ) - E_m \cdot (1 - k_C) \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t - t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t - t_1); \\ u_C(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 150^\circ) - E_m \cdot (1 - k_C) \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t - t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t - t_1). \end{aligned} \right\} \quad (3.37)$$

Din cele expuse rezultă că supratensiunea care poate apărea pe fazele sănătoase la prima străpungere depinde de câțiva factori, și anume: de momentul străpungerii (aceasta determină valoarea tensiunii pe faza defectată, deci valoarea amplitudinii componentei libere), de coeficientul de atenuare  $\delta_1$  (cu cât acest coeficient este mai mic cu atât mai încet atenuază componenta liberă), de pulsația componentei libere  $\omega_1$  (la o anumită valoare a acestei pulsații, pot coincide maximum componentei libere cu momentul când componenta forțată atinge valoarea de amplitudine) și de raportul între capacitățile mutuale și cele homopolare. Considerând condițiile cele mai nefavorabile, se poate de determinat supratensiunea maximă la prima străpungere. Aceasta va avea loc atunci când: tensiunea pe faza defectată va atinge valoarea de amplitudine  $E_m$ ,

se neglijează coeficientul de atenuare ( $\delta_I=0$  teoretic), maximul componentei libere coincide cu momentul când componenta forțată atinge valoarea de amplitudine, adică  $\sqrt{3} \cdot E_m$  și când se neglijează capacitatea mutuală. În acest caz se obține (fig.3.12):

$$U_{\max} = u_{fr}(t_2) + u_{lb}(t_2) = \sqrt{3} \cdot E_m + E_m = 2,73 \cdot E_m. \quad (3.38)$$

Pentru a lua în considerație atenuarea componentei libere la determinarea supratensiunilor maxime este mai bine de utilizat în loc de coeficientul de atenuare  $\delta_I$  alt coeficient  $k_{\delta I}$ , care arată micșorarea relativă a amplitudinii componentei libere (față de amplitudinea de fază) timp de o semiperioadă de pulsație a componentei libere [82].

Maximul se atinge timp de o semiperioadă a componentei libere (fig. 3.12), deci va fi valabilă relația:

$$e^{-\delta_I \cdot (t_1 - t_2)} = e^{-\delta_I \cdot \frac{T_1}{2}} = e^{-\delta_I \cdot \frac{\pi}{\omega_1}}, \quad (3.39)$$

aici  $T_1 = \frac{2\pi}{\omega_1}$  - perioada oscilațiilor libere. Deoarece  $\delta_I \ll \omega_1$ , reiese că  $\delta_I \cdot \frac{\pi}{\omega_1} \ll 1$ .

Dacă se descompune  $e^{-\delta_I \cdot \frac{\pi}{\omega_1}}$  în seria Fourier, se obține:

$$e^{-\delta_I \cdot \frac{\pi}{\omega_1}} \approx 1 - \delta_I \cdot \frac{\pi}{\omega_1} = 1 - k_{\delta I}. \quad (3.40)$$

Ceilalți membri ai seriei sunt neglijabil de mici. Coeficientul  $k_{\delta I}$ , în conformitate cu datele oscilogramelor obținute în rețelele reale, pentru liniile aeriene variază în limitele  $(0,2 - 0,5)$ , iar pentru liniile în cablu  $(0,2 - 0,8)$  [82]. În practică, pentru rezervă, se acceptă:  $k_{\delta I} = 0,1$  [41].

Dacă se consideră capacitățile mutuale ( $k_C = 0,2$ ), atenuarea componentei libere ( $k_{\delta I} = 0,1$ ) și faptul că frecvența componentei libere este cu mult mai mare ca frecvența componentei forțate, se obține:

$$\begin{aligned} U_{\max} &= u_{fr}(t_2) + u_{lb}(t_2) = \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t_1 + 210^\circ) - E_m \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta I}) = \\ &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(270^\circ + 210^\circ) - E_m \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1) = 2,22 \cdot E_m, \end{aligned} \quad (3.41)$$

aici  $\omega \cdot t_1 = 270^\circ$  - unghiul la care are loc străpungerea.

Tensiunile fazelor sănătoase pot fi exprimate ca suma t.e.m. ale sursei cu tensiunea pe neutrul rețelei (3.26). Dacă se sumează partea dreaptă, corespunzător stângă, a relațiilor (3.41), pentru tensiunea neutrului se obține relația:

$$u_N(t) = \frac{1}{3} \cdot [u_A(t) + u_B(t) + u_C(t)]. \quad (3.42)$$



Deoarece, după aprinderea arcului tensiunea pe faza avariata devine nulă  $u_A(t)=0$ , relația (3.42) devine:

$$u_N(t) = \frac{1}{3} \cdot [u_B(t) + u_C(t)]. \quad (3.43)$$

Din relația (3.43) rezultă că caracterul tensiunii neutruului în decursul procesului tranzitoriu este același ca și pe fazele sănătoase. Componenta forțată va fi egală după modul cu t.e.m. a fazei A, dar inversă după fază:

$$u_{Nfr}(t) = \frac{1}{3} \cdot [u_{Bfr}(t) + u_{Cfr}(t)] = -e_A(t) = -u_A(t) = E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 180^\circ). \quad (3.44)$$

Componenta liberă are același coeficient de atenuare  $\delta_I$  și aceeași pulsație  $\omega_I$ , deci poate fi descrisă cu relația:

$$\begin{aligned} u_{Nlb}(t) &= \frac{1}{3} \cdot [u_{Blb}(t) + u_{Clb}(t)] = \frac{1}{3} \cdot [-2E_m \cdot e^{-\delta_I \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1)] = \\ &= -\frac{2}{3} E_m \cdot e^{-\delta_I \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1). \end{aligned} \quad (3.45)$$

Amplitudinea componentei libere este:

$$U_{Nmlb} = \frac{2}{3} E_m. \quad (3.46)$$

Deci, tensiunea pe neutru va fi:

$$u_N(t) = -E_m \cdot \sin \omega \cdot t - \frac{2}{3} E_m \cdot (1-k_C) \cdot e^{-\delta_I \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1). \quad (3.47)$$

Dacă străpungerea are loc atunci când tensiunea pe faza defectată atinge valoarea de amplitudine, se neglijează atenuarea și se presupune că frecvența componentei libere este cu mult mai mare ca cea industrială (așa în cât, componenta forțată nu dovedește să se modifice considerabil timp de o oscilație a componentei libere), la fel se neglijează influența capacității mutuale, atunci, din relația (3.47), se poate determina valoarea maximă posibilă a supratensiunii pe neutru:

$$U_{Nmax} \approx 1,67 \cdot E_m. \quad (3.48)$$

Dacă se iau în considerație capacitățile mutuale ( $k_C=0,2$ ) și micșorarea componentei libere ( $k_{\delta I}=0,1$ ), atunci tensiunea maximă pe neutru, la prima străpungere nu va depăși:

$$U_{Nmax} = 1,48 \cdot E_m. \quad (3.49)$$

În figurile 3.14 și 3.15 sunt prezentate curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la prima străpungere a izolației fazei A pentru o rețea reală obținute pe cale analitică și prin simulare.

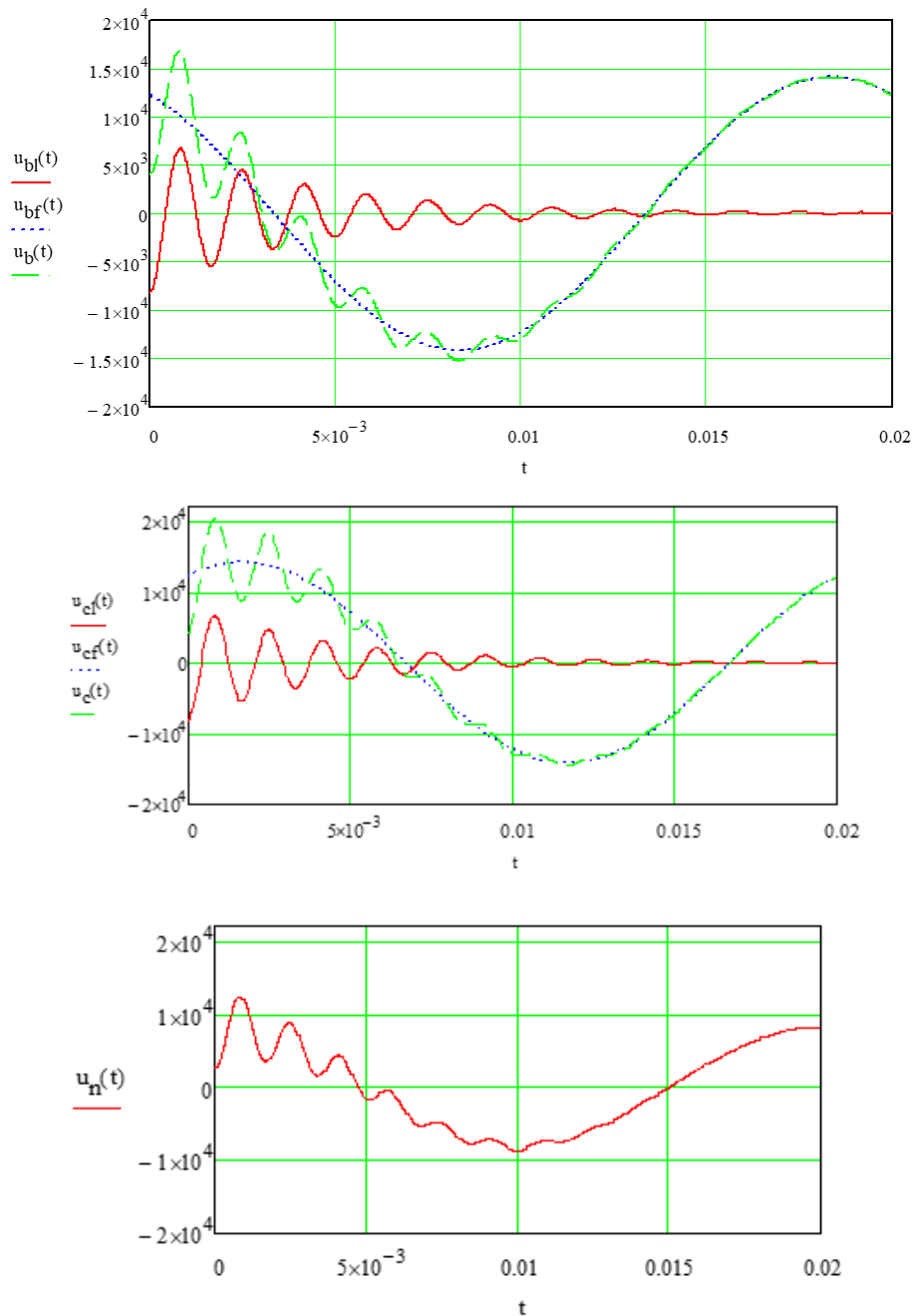
Curentul de punere la pământ în regim tranzitoriu, în acest caz, poate fi exprimat astfel:

$$i_{pp}(t) = i_{Bpp}(t) + i_{Cpp}(t), \quad (3.50)$$

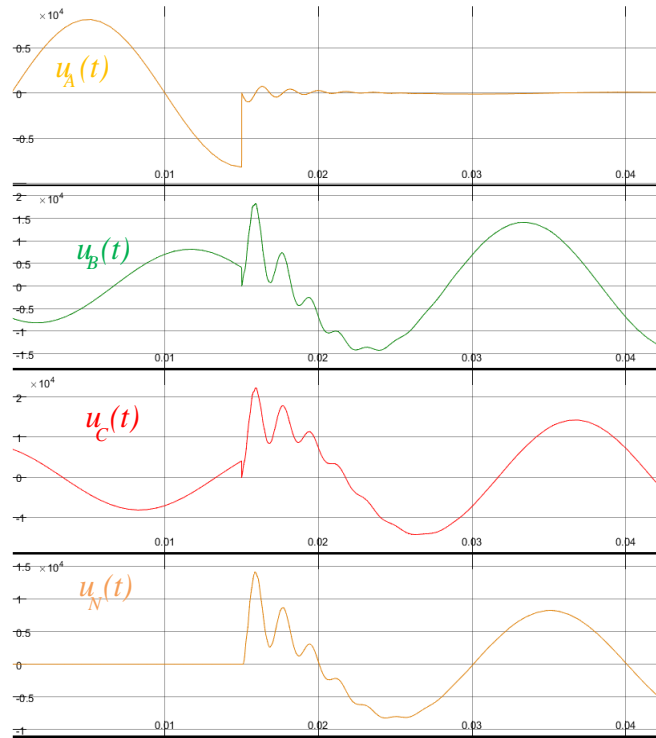
unde  $i_{Bpp}(t)$  și  $i_{Cpp}(t)$  sunt curenții capacitivi ai fazelor sănătoase care, în sumă, și constituie curentul de punere la pământ.

La rândul lor, acești curenți pot fi exprimați prin tensiunile fazelor sănătoase, adică:

$$\begin{aligned}
 i_{Bpp}(t) = C_0 \cdot \frac{du_B(t)}{dt} = C_0 \cdot \frac{d}{dt} [\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 210^\circ) + \\
 + U_{Bmlb} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1)] = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_0 \cdot E_m \cdot \cos(\omega \cdot t + 210^\circ) + \\
 -\delta_1 \cdot U_{Bmlb} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1) - \omega_1 \cdot U_{Bmlb} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \sin \omega_1 \cdot (t-t_1).
 \end{aligned} \tag{3.51}$$



**Fig. 3.14. Curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la prima străpungere a izolației fazei A pentru o rețea reală obținute pe cale analitică (obținute de autor)**



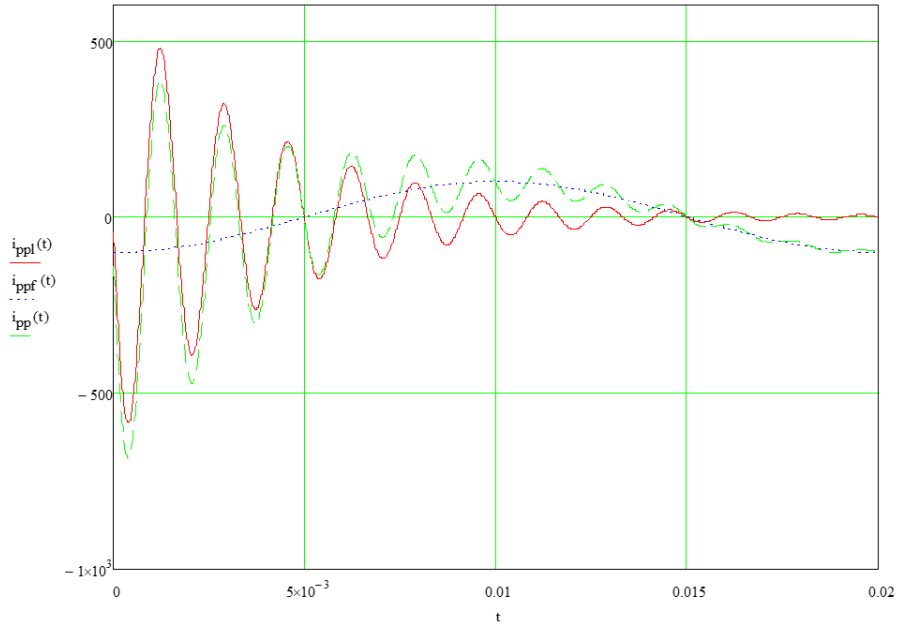
**Fig. 3.15. Curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la prima străpungere a izolației fazei A pentru o rețea reală obținute în Simulink**

$$\begin{aligned}
 i_{C_{pp}}(t) &= C_0 \cdot \frac{du_C(t)}{dt} = C_0 \cdot \frac{d}{dt} [\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 150^\circ) + \\
 &+ U_{C_{mlb}} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1)] = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_0 \cdot E_m \cdot \cos(\omega \cdot t + 150^\circ) + \quad (3.52) \\
 &+ \delta_1 \cdot U_{C_{mlb}} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1) - \omega_1 \cdot U_{C_{mlb}} \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \sin \omega_1 \cdot (t-t_1),
 \end{aligned}$$

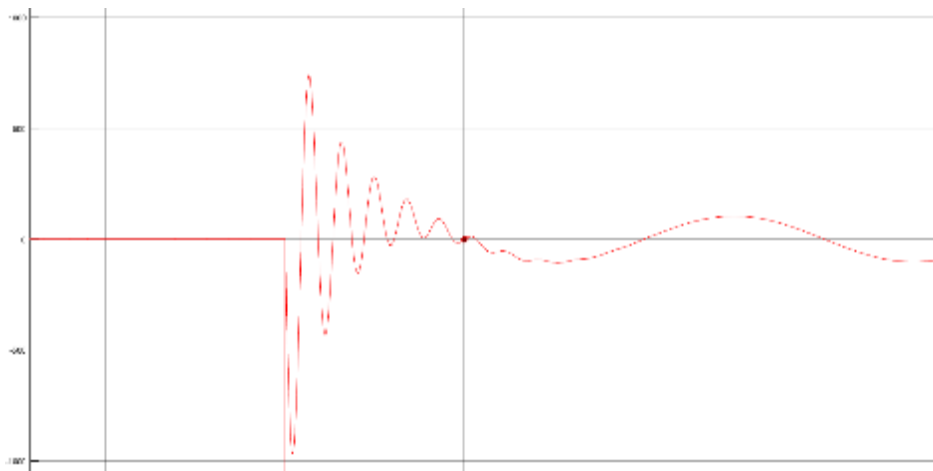
Sumând (3.51) cu (3.52), și luând în vedere (3.36, b), se obține:

$$\begin{aligned}
 i_{pp}(t) &= i_{ppfr}(t) + i_{pplb}(t) = -3 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot E_m \cdot \cos \omega \cdot t - \\
 &- 2 \cdot C_0 \cdot u_A(t_1) \cdot (1 - k_C) \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot [\delta_1 \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1) + \omega_1 \cdot \sin \omega_1 \cdot (t-t_1)]. \quad (3.53)
 \end{aligned}$$

În figura 3.16 se prezintă curba curentului de punere la pământ obținută pe cale analitică, iar în figura 3.17 prin simulare.

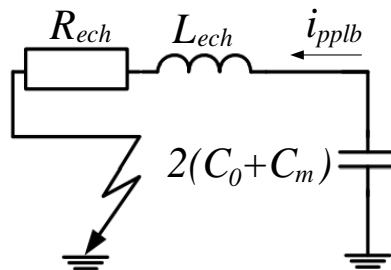


**Fig. 3.16. Curba curentului de punere la pământ obținută pe cale analitică**



**Fig. 3.17. Curba curentului de punere la pământ obținută prin simulare**

Coeficientul de atenuare  $\delta_I$  și pulsația componentei libere  $\omega_I$  pot fi determinate din schema echivalentă din figura 3.18. Rețeaua se prezintă prin trei elemente echivalente.



**Fig. 3.18. Schema echivalentă a rețelei electrice**

Pentru schema dată se poate alcătui o ecuație în conformitate cu legea a doua a lui Kirchhoff:

$$R_{ech} \cdot i_{pplb} + L_{ech} \frac{di_{pplb}}{dt} + u_{Clb} = 0. \quad (3.54)$$

Dacă în ecuația (3.54) se înlocuiește  $i_{pplb} = 2(C_0 + C_m) \frac{du_{Clb}}{dt}$  și se împarte ambele părți la  $L_{ech} \cdot 2(C_0 + C_m)$ , se obține:

$$\frac{d^2 u_{Clb}}{dt^2} + \frac{R_{ech}}{L_{ech}} \cdot \frac{du_{Clb}}{dt} + \frac{1}{L_{ech} \cdot 2(C_0 + C_m)} \cdot u_{Clb} = 0. \quad (3.55)$$

În continuare, relația (3.55) se simplifică prin  $u_{Clb}$  și  $\frac{d}{dt}$  se înlocuiește prin  $p$ :

$$p^2 + \frac{R_{ech}}{L_{ech}} \cdot p + \frac{1}{L_{ech} \cdot 2(C_0 + C_m)} = 0. \quad (3.56)$$

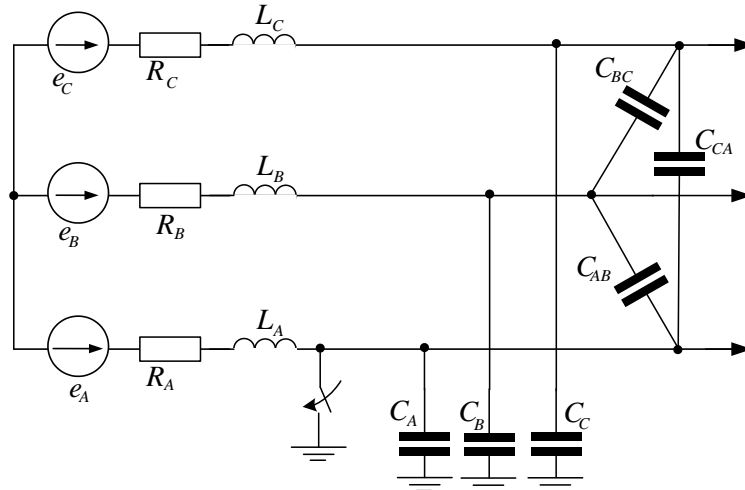
Soluțiile ecuației (3.56) vor fi:

$$p_{1,2} = -\frac{R_{ech}}{2 \cdot L_{ech}} \pm \sqrt{\frac{R_{ech}^2}{4 \cdot L_{ech}^2} - \frac{1}{L_{ech} \cdot 2(C_0 + C_m)}} = -\delta_1 \pm j\omega_1. \quad (3.57)$$

Parametrii rețelelor reale sunt în așa relație încât rădăcinile se obțin complexe conjugate.

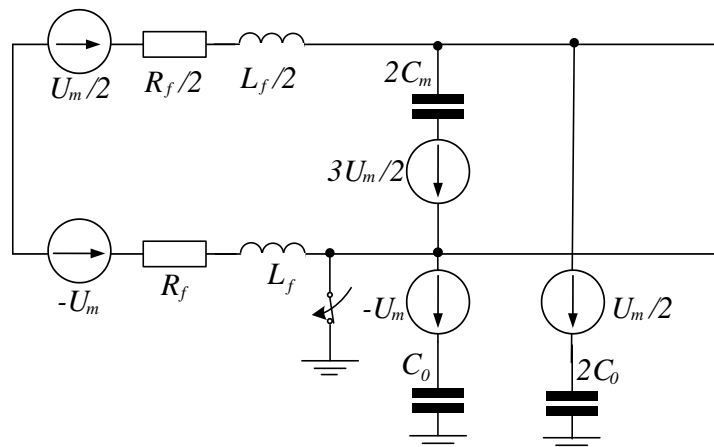
Rezistența echivalentă depinde de foarte mulți factori, cum ar fi: rezistența înfășurărilor transformatorului de putere, rezistența părților conductoare ale fazelor, rezistența tranzitorie în locul străpungerii, tipul cablului (materialul din care este confecționată mantaua cablurilor), tipul pilonilor liniilor aeriene (lemn, beton, oțel); dacă neutrul este compensat prin BSA sau rezistor, aici se mai adaugă rezistența BSA sau a rezistorului, rezistența prizei de legare la pământ și de rezistența înfășurărilor TNA. În liniile aeriene, în dependență de caracterul defectului, această rezistență poate atinge valori la nivel de  $k\Omega$ , dacă pilonii sunt de lemn, sau dacă punerea la pământ are loc printr-o ramură de copac. În cazul pilonilor de metal sau beton armat, rezistența dată constă din suma rezistenței arcului electric, a rezistenței prizei pilonului și a rezistenței zonei de pământ prin care se întoarce curentul de punere la pământ. În cazul liniilor în cablu, un rol important îl joacă materialul din care este confecționată mantaua cablurilor. Din cauza că procesul tranzitoriu are loc la o frecvență de câteva ori mai mare ca frecvența industrială, efectul pelicular va fi mai intens și rezistența părților conductoare va fi mai mare. O descriere detaliată a factorilor ce influențează rezistența echivalentă de punere la pământ este prezentată în [82].

Ce ține de ceilalți parametri, ei pot fi determinați din schema echivalentă, realizată pentru primul moment de timp.



**Fig. 3.19. Schema echivalentă până la începerea procesului tranzitoriu**

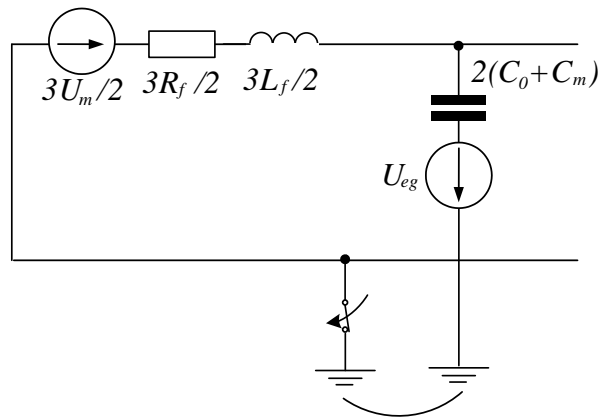
Dacă se presupune că străpungerea are loc când  $e_A = -U_m$ , atunci  $e_B = e_C = U_m/2$ . Acestea sunt tensiunile inițiale care vor alimenta componentele libere. Pentru momentul inițial de timp, poate fi alcătuită următoarea schemă echivalentă (fig.3.20).



**Fig. 3.20. Schema echivalentă în momentul inițial al procesului tranzitoriu**

Schema din figura 3.20 s-a obținut în felul următor: deoarece tensiunile pe fazele sănătoase sunt egale, capacitatea mutuală  $C_{BC}$  nu participă la proces și poate fi neglijată, totodată, fazele  $B$  și  $C$  pot fi conectate în paralel; în acest caz rezistența și reactanța se micșorează de două ori; capacitățile mutuale  $C_{AB}$  și  $C_{CA}$ , în acest caz, vor fi conectate în paralel, tensiunea de încărcare va fi  $U_m/2 - (-U_m) = 3U_m/2$ ; capacitățile homopolare a fazelor sănătoase la fel se conectează în paralel.

Deoarece capacitatea fazei  $A$  se descarcă practic momentan, ea la fel poate fi neglijată. Atunci schema din figura 3.20 mai poate fi transfigurată conectându-se în paralel ramurile cu capacitățile rămase, totodată tensiunile, rezistențele și reactanțele pot fi conectate în serie (fig.3.21).



**Fig. 3.21. Schema echivalentă transfigurată**

Tensiunea de egalizare poate fi determinată cu următoarea relație:

$$U_{eg} = \frac{2 \cdot C_0 \frac{U_m}{2} + 2 \cdot C_m \frac{3 \cdot U_m}{2}}{2 \cdot C_0 + 2 \cdot C_m} = \frac{U_m \cdot (C_0 + 3 \cdot C_m)}{2 \cdot (C_0 + C_m)}. \quad (3.58)$$

Din figura 3.21 pot fi determinați parametrii echivalenței:

- Rezistența echivalentă (dacă se consideră punerea la pământ metalică):

$$R_{ech} = \frac{3 \cdot R_f}{2}; \quad (3.59)$$

- Inductivitatea echivalentă:

$$L_{ech} = \frac{3 \cdot L_f}{2}; \quad (3.60)$$

- Capacitatea echivalentă:

$$C_{ech} = 2 \cdot (C_0 + C_m). \quad (3.61)$$

Metoda operațională presupune alcătuirea schemei echivalente a rețelei electrice pentru determinarea mărimilor procesului tranzitoriu. Elementele pasive care au capacitatea de a acumula energie (în câmpul magnetic sau electric), care și provoacă procesul tranzitoriu, se introduc în schemă ca surse de energie care alimentează componentele libere ale procesului tranzitoriu. Acestor surse li se atribuie valori corespunzătoare începutului procesului tranzitoriu, adică valorile inițiale ale procesului dat (fig.3.21). Trecându-se de la funcția origine la funcția imagine, se obține un circuit compus de curent continuu, pentru care nu este o problemă de determinat curenții prin ramuri și tensiunile pe elemente. După care se trece de la imagine la origine și se determină mărimile procesului tranzitoriu.

Schema echivalentă până la începutul procesului tranzitoriu este prezentată în figura 3.20.

*b) Procese tranzitorii la stingerea arcului electric*

După stingerea arcului electric, în caz general, la fel va avea loc un proces tranzitoriu. În cazul când stingerea arcului electric are loc la trecerea tensiunii pe neutrul rețelei prin zero, procesul tranzitoriu practic nu va avea loc. Pentru determinarea posibilelor supratensiuni care apar la stingerea arcului se va analiza caracterul de restabilire a tensiunii pe faza avariata.

Se presupune că stingerea arcului are loc la un moment aleatoriu de timp  $t_2$ . În acest caz, tensiunea pe neutrul rețelei poate fi exprimată astfel:

$$u_N(t_2) = \frac{1}{3} \cdot [u_B(t_2) + u_C(t_2)]. \quad (3.62)$$

Tensiunea  $u_N(t_2)$  este mărimea inițială a procesului tranzitoriu, valoarea ei depinde de momentul stingerii arcului. Componenta forțată a tensiunii neutrului este nulă.

Caracterul procesului tranzitoriu la stingerea arcului depinde pronunțat de rezistența în neutrul rețelei. În rețelele cu neutrul izolat aceasta tinde spre infinit, surplusul sarcinilor electrice acumulate pe faze în timpul punerii fazei la pământ în acest caz se descarcă prin conductanțele izolației și prin înfășurările transformatoarelor de tensiune, care sunt legate la pământ. Deoarece conductanțele sunt foarte mici și înfășurările transformatoarelor de tensiune au reactanțe mari, procesul de revenire a tensiunii pe neutrul la zero este destul de lung. De aceea, tensiunea pe neutrul poate rămâne practic neschimbată pe parcursul a câtorva cicluri de aprinderi și stingeri ale arcului electric. Această condiție se ia în considerație la calculul supratensiunilor posibile în rețelele cu neutrul izolat.

Tensiunea de restabilire pe faza defectată poate fi prezentată prin componenta forțată și cea liberă:

$$u_A(t) = u_{Afr}(t) + u_{Alb}(t). \quad (3.63)$$

Componenta forțată va fi determinată de t.e.m. a fazei A și de tensiunea pe neutrul:

$$u_{Afr}(t) = e_A(t) + u_N(t). \quad (3.64)$$

Componenta liberă va fi determinată de amplitudine, coeficientul de atenuare și de pulsația componentei libere. Amplitudinea componentei libere poate fi determinată ca diferență între valoarea inițială pe faza defectată și componenta forțată la momentul  $t_2$ , și, deoarece tensiunea inițială este zero, se va obține:

$$U_{mAlb} = u_{Ain}(t_2) - u_{Afr}(t_2) = -e_A(t_2) - u_N(t_2). \quad (3.65)$$

Astfel, componenta liberă va fi:

$$u_{Alb}(t) = U_{mAlb} \cdot e^{-\delta_2(t-t_2)} \cdot \cos \omega_2 \cdot (t-t_2). \quad (3.66)$$



Trebuie de menționat că coeficientul de atenuare  $\delta_2$  se va deosebi de  $\delta_1$ , la fel, pulsația  $\omega_2$  se deosebește de  $\omega_1$ , deoarece, după stingerea arcului, rețeaua își schimbă configurația.

În final, pentru tensiunea pe faza defectată, se obține relația:

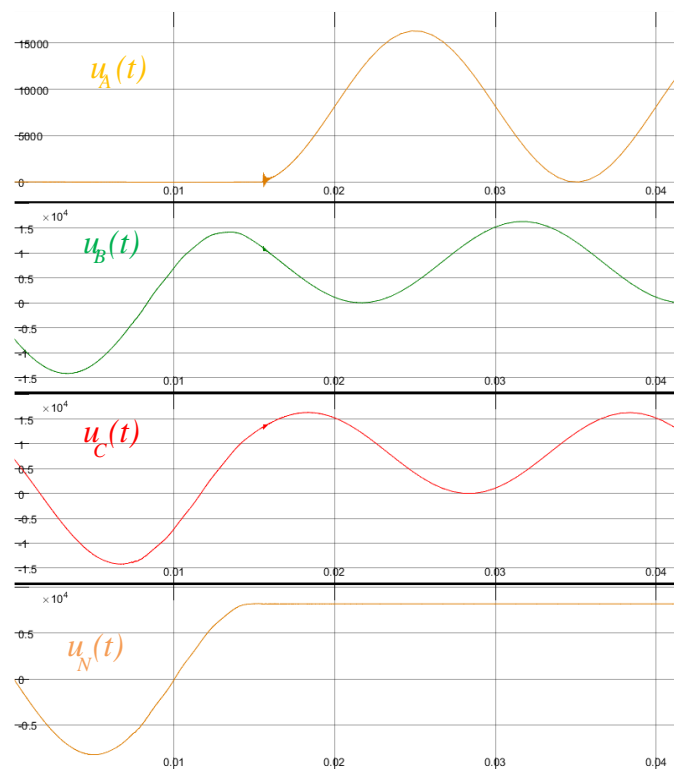
$$u_A(t) = e_A(t) + u_N(t) - [e_A(t_2) + u_N(t_2)] \cdot e^{-\delta_2 \cdot (t-t_2)} \cdot \cos \omega_2 \cdot (t-t_2) . \quad (3.67)$$

Din cauza că t.e.m. a fazei defectate și tensiunea pe neutru nu se deosebesc mult după modul (la punerea metalică ele sunt egale) și sunt opuse ca fază, amplitudinea componentei libere va fi destul de mică și nu va influența nivelul supratensiunilor.

Nivelul supratensiunilor, atât pe faza defectată, cât și pe fazele sănătoase, va fi determinat de componenta forțată (de tensiunea pe neutru la momentul  $t_2$ ), și maximul lor poate atinge  $2E_m$ . Tot ce s-a menționat mai sus se vede și din curbele obținute de autor prin simulare (fig.3.22).

Deoarece, în modelul Simulink, conductanțele fazelor sunt nule, tensiunea pe neutru practic nu se micșorează, ci își păstrează valoarea inițială. Componenta liberă este atât de mică, încât puțin se observă din figura 3.22, de aceea, în figura 3.23 se prezintă varianta mărită a procesului.

Deoarece tensiunea pe neutru rămâne destul de mult timp neschimbată, pe faze o perioadă îndelungată vă fi o tensiune mărită, ceea ce suprasolicită izolația.



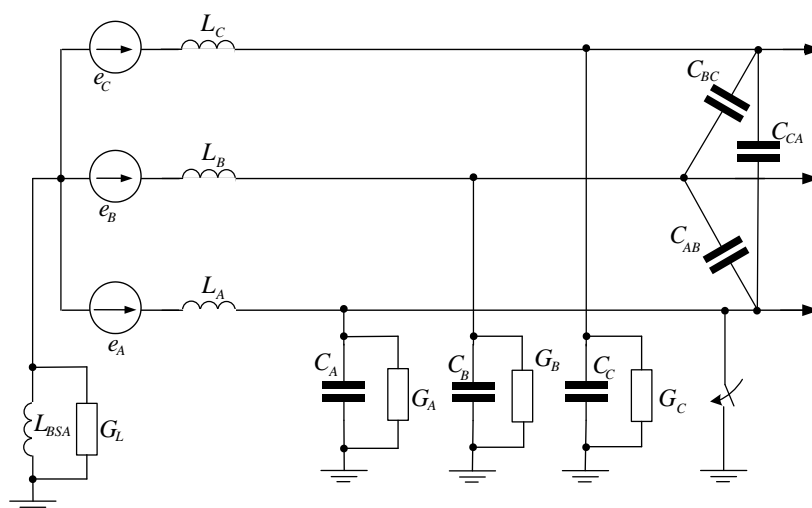
**Fig. 3.22. Curbele tensiunilor pe faze și tensiunea pe neutru la stingerea arcului electric pentru o rețea reală obținute în Simulink**

În ANEXA 1 sunt prezentate trei teorii de formare a supratensiunilor la apariția arcului electric intermitent: teoria Beleacov, teoria Peters-Slepian și teoria Petersen [95].

### 3.3. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA

În afară de faptul că BSA reduce componenta de frecvență industrială a curentului de punere la pământ, și ca rezultat – stinge arc electric, aceasta mai joacă un rol important în decursul procesului tranzitoriu, și anume – micșorează viteza de modificare a tensiunii pe neutrul rețelei, și deci pe faze, ceea ce duce la micșorarea considerabilă a amplitudinilor componentelor libere și deci, la micșorarea supratensiunilor în rețea.

Pentru a analiza procesele tranzitorii la aprinderea și stingerea arcului electric atunci când neutrul este tratat prin BSA se va utiliza schema din figura 3.39.



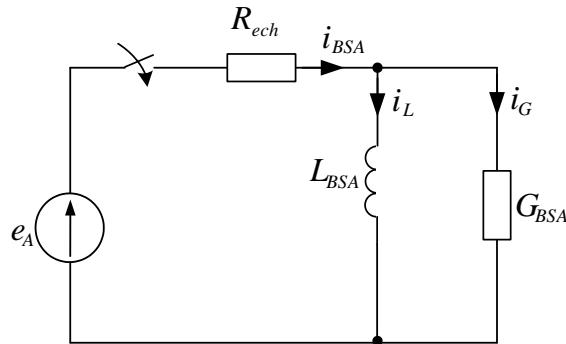
**Fig. 3.23. Schema echivalentă a rețelei electrice cu neutrul tratat prin BSA**

De menționat că în schemă nu s-au introdus rezistențele fazelor, deoarece acestea se conțin în rezistența echivalentă, unde se includ și rezistența conturului de întoarcere a curentului și rezistența de punere la pământ prin arc electric. După cum s-a menționat mai sus, această rezistență poate varia în limite destul de largi, mai mult, ea poate fi diferită pentru diferite etape ale procesului tranzitoriu. De exemplu, pentru componentele libere care au frecvențe mai mari ca frecvența industria, efectul pelicular este mai accentuat și rezistența este mai mare. Din aceste considerente, cum s-a menționat și mai sus, în practică, se utilizează coeficientul de atenuare  $k_\delta$  care se cunoaște din experiența practică obținută la exploatarea rețelelor de medie tensiune [82].

Ca și în cazul neutrului izolat, la aprinderea arcului electric, are loc încărcarea capacităților fazelor sănătoase până la tensiunea de linie. Acest proces poartă un caracter de oscilații cu atenuare. BSA practic nu influențează nici amplitudinea nici frecvența componentei libere, întrucât

ea este șuntată de inductivitatea fazei defectate, care este cu mult mai mică ca inductivitatea BSA. Deci, la prima străpungere BSA nu influențează parametrii procesului tranzitoriu, el este analogic neutrului izolat [41].

Din figura 3.30 se vede că la punerea la pământ a fazei A, BSA se conectează la t.e.m. a fazei A, ce provoacă un proces tranzitoriu de modificare a curentului în BSA. Dacă se ia în considerație că  $L_f \ll L_{BSA}$ , inductivitatea fazei poate fi neglijată, întrucât nu influențează procesul tranzitoriu care are loc în BSA. În acest caz, schema pentru acest proces tranzitoriu va arăta astfel:



**Fig. 3.24. Schema echivalentă pentru analiza procesul tranzitoriu în BSA la prima străpungere a izolației**

Pentru schema din figura 3.24 pot fi alcătuite trei ecuații în conformitate cu teoremele lui Kirchhoff:

$$\begin{cases} i_{BSA} = i_L + i_G; \\ R_{ech} \cdot i_{BSA} + L_{BSA} \cdot \frac{di_L}{dt} = e_A; \\ \frac{i_G}{G_{BSA}} - L_{BSA} \cdot \frac{di_L}{dt} = 0. \end{cases} \quad (3.68)$$

Dacă se rezolvă acest sistem față de curentul  $i_L$ , se obține ecuația diferențială a procesului tranzitoriu:

$$(R_{ech} \cdot G_{BSA} + 1) \cdot L_{BSA} \cdot \frac{di_L}{dt} + R_{ech} \cdot i_L = e_A. \quad (3.69)$$

Soluția acestei ecuații diferențiale va fi:

$$i_L = i_{Lfr} + i_{Llb}. \quad (3.70)$$

Componenta forțată se va exprima astfel:

$$i_{Lfr} = I_m \cdot \sin(\omega t + \psi_{st} - \varphi), \quad (3.71)$$

unde:  $I_m = \frac{E_m}{\sqrt{R_{ech}^2 + \omega^2 \cdot L_{BSA}^2}}$  (dacă se neglijează conductanța BSA);  $\psi_{st} \approx 90^\circ$  – este faza tensiunii

la care are loc străpungerea izolației (se consideră că străpungerea are loc în momentul când tensiunea pe faza sănătoasă atinge valoarea de amplitudine, din care motiv faza inițială a curentului este corespunzătoare);  $\varphi$  – este defazajul între tensiunea pe bobină și componenta forțată a curentului.

Componenta liberă va fi:

$$i_{Llb} = A \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}, \quad (3.72)$$

unde:  $A$  este constanta de integrare, ea se determină din condițiile inițiale, adică  $i_L=0$ , sau  $I_m \cdot \sin(\psi_{st} - \varphi) + A = 0$ , de unde se obține:  $A = -I_m \cdot \sin(\psi_{st} - \varphi)$ ;  $\tau$  – constanta de timp. Constanta de timp poate fi determinată din ecuația (3.69):

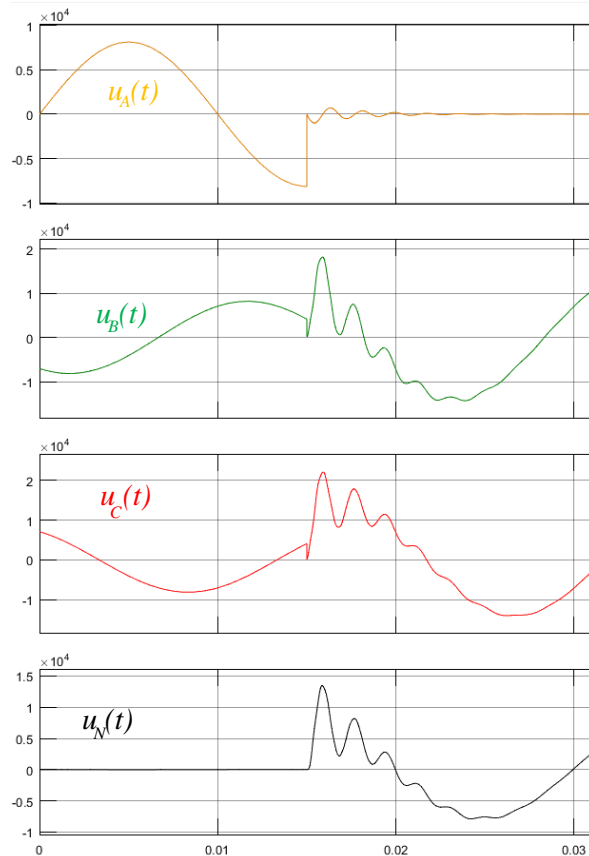
$$\tau = L_{BSA} \cdot \left( G_{BSA} + \frac{1}{R_{ech}} \right). \quad (3.73)$$

Din cele expuse mai sus se obține relația pentru curentul în BSA la aprinderea arcului:

$$i_L = I_m \cdot \sin(\omega t + \psi_{st} - \varphi) - I_m \cdot \sin(\psi_{st} - \varphi) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}. \quad (3.74)$$

Unghiul  $\varphi \approx 90^\circ$ , deoarece  $R_{BSA} \gg \omega L_{BSA}$ , reiese  $\psi_{st} - \varphi \approx 0$ , ceea ce înseamnă că componenta liberă este neglijabil de mică. De aici se desprinde concluzia că în rețeaua compensată, procesul tranzitoriu la prima străpungere a izolației nu se deosebește de procesul tranzitoriu care are loc în rețeaua cu neutrul izolat.

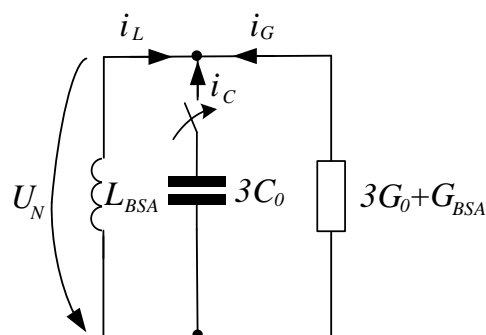
Aceasta poate fi confirmat și prin simulare, realizată de autor (fig.3.25).



**Fig. 3.25. Curbele tensiunilor pe faze și pe neutrul rețelei la prima aprindere a arcului**

Dar, după stingerea arcului, BSA are o influență decisivă asupra procesului tranzitoriu. Aceasta se explică prin faptul că BSA schimbă considerabil admitanța rețelei față de pământ și asigură scurgerea sarcinilor electrice către pământ, pe de o parte, iar pe de altă parte, BSA, având o inductivitate considerabilă, nu permite mărirea bruscă a tensiunii pe neutrul rețelei, și deci pe faze, ceea ce limitează nivelul de supratensiune.

Procesul de modificare a tensiunii pe neutrul poate fi analizat folosind schema echivalentă din figura 3.26 (se neglijează rezistențele și reactanțele fazelor).



**Fig. 3.26. Schema echivalentă pentru procesul tranzitoriu care are loc după stingerea arcului**

În figura 3.26 prin  $G_0$  se notează conductanța fază-pământ .

Schema din figura 3.26 prezintă un contur oscilant, în care procesul tranzitoriu poate fi descris prin următoarele relații:

$$i_L = \frac{1}{L_{BSA}} \cdot \int U_L \cdot dt; \quad (3.75)$$

$$i_C = 3C_0 \cdot \frac{dU_C}{dt}; \quad (3.76)$$

$$i_G = (3 \cdot G_0 + G_{BSA}) \cdot U_G; \quad (3.77)$$

$$i_C + i_G + i_L = 0. \quad (3.78)$$

Dacă în relația (3.78) se introduc relațiile (3.75), (3.76) și (3.77), cu luarea în considerație a egalității  $U_N = U_C = U_G = U_L$ , se obține:

$$3C_0 \cdot \frac{dU_N}{dt} + (3 \cdot G_0 + G_{BSA}) \cdot U_N + \frac{1}{L_{BSA}} \int U_N \cdot dt = 0. \quad (3.79)$$

Dacă ecuația (3.78) se împarte la  $3C_0$  și se derivă după timp, atunci se obține ecuația diferențială care descrie tensiunea pe neutru în timpul procesului tranzitoriu la stingerea arcului electric:

$$\frac{dU_N^2}{dt^2} + \frac{(3 \cdot G_0 + G_{BSA})}{3C_0} \cdot \frac{dU_N}{dt} + \frac{1}{3C_0 \cdot L_{BSA}} \cdot U_N = 0. \quad (3.80)$$

Pentru analiza mai simplificată și clară a acestei relații, în continuare se introduc câțiva coeficienți:

- Coeficientul de abatere de la compensarea completă:

$$\nu = 1 - \frac{I_{L1}}{I_{C1}} = 1 - \frac{E_f \cdot \frac{1}{\omega L_{BSA}}}{E_f \cdot 3\omega C_0} = 1 - \frac{1}{3\omega^2 C_0 L_{BSA}} = 1 - \frac{\omega_0^2}{\omega^2}, \quad (3.81)$$

unde:  $I_{L1}$ ,  $I_{C1}$  – sunt curenții inductiv prin BSA și, corespunzător, capacitiv de punere la pământ de

frecvență industrială;  $\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{3C_0 L_{BSA}}}$  – frecvența de rezonanță a conturului oscilant BSA –

capacitățile fazelor;  $\omega$  – pulsația corespunzătoare a frecvenței industriale.

Când compensarea este completă, atunci  $I_{L1} = I_{C1}$  și  $\nu = 0$ ; când  $I_{L1} < I_{C1}$  are loc subcompensarea și  $\nu > 0$ , iar când  $I_{L1} > I_{C1}$  are loc supracompensarea și  $\nu < 0$ .

- Coeficientul de atenuare ce caracterizează componenta activă a curentului de punere la pământ:

$$\partial = \frac{I_{a1}}{I_{C1}} = \frac{E_f \cdot (3G_0 + G_{BSA})}{E_f \cdot 3\omega C_0} = \frac{3G_0 + G_{BSA}}{3\omega C_0}, \quad (3.82)$$

unde:  $I_{a1}$  – este compus din două componente, prima este determinată de scurgerile de curent pe suprafața izolatoarelor și constituie 2 – 3 % din curentul capacitiv al rețelei, iar a doua componentă este determinată de pierderile în BSA și constituie aproximativ 2 % din componenta inductivă a curentului în BSA, coeficientul de atenuare, pentru datele de mai sus, are valoarea 0,05 [41];  $I_{C1}$  – este curentul capacitiv de punere la pământ de frecvență industrială.

Cu luarea în considerație a relațiilor (3.81) și (3.82), relația (3.80) devine:

$$\frac{dU_N^2}{dt^2} + \partial\omega \cdot \frac{dU_N}{dt} + \omega^2 \cdot (1-\nu) \cdot U_N = 0. \quad (3.83)$$

Rădăcinile acestei ecuații se exprimă astfel:

$$p_{1,2} = \left[ -\frac{\partial}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\partial}{2}\right)^2 - (1-\nu)} \right] \cdot \omega. \quad (3.84)$$

Deoarece  $\left(\frac{\partial}{2}\right)^2 \ll 1-\nu$ , rădăcinile ecuației vor fi complex conjugate, ceea ce înseamnă că

descărcarea va avea un caracter oscilatoriu.

Soluția ecuației (3.79) va avea următoarea formă:

$$u_N(t) = U_{Nm} \cdot e^{-\frac{\partial}{2}\omega t} \cdot \sin(\omega_{st}t + \varphi_{N0}), \quad (3.85)$$

unde:  $\omega_{st} = \omega \cdot \sqrt{\left(\frac{\partial}{2}\right)^2 - (1-\nu)}$  – pulsația oscilațiilor libere a procesului tranzitoriu de modificare

a tensiunii pe neutru;  $U_{Nm}$ ,  $\varphi_{N0}$  – amplitudinea inițială și faza inițială ale componentei libere a tensiunii pe neutru. Aceste mărimi se determină din condițiile inițiale, adică depind de valorile care le iau  $u_N(0) = u_C(0)$  și  $i_L(0)$ , deci de momentul stingerii arcului.

După ruperea arcului electric componenta liberă a tensiunii  $u_N$  se suprapune peste tensiunile fazelor. În acest caz, tensiunea pe faza defectată poate fi exprimată astfel:

$$\begin{aligned} u_A(t) &= e_A(t) + u_N(t) + U_{Am} \cdot e^{-\delta_2 \cdot (t - \frac{T_1}{2})} \cdot \cos \omega_2 \left(t - \frac{T_1}{2}\right) = \\ &= E_m \cdot \sin \left[ \omega \cdot \left(t - \frac{T_1}{2}\right) + \frac{3 \cdot \pi}{2 \cdot \omega} \right] + U_{Nm} \cdot e^{-\frac{\partial}{2} \cdot \omega \left(t - \frac{T_1}{2}\right)} \cdot \sin(\omega_{st}t + \varphi_{N0}) + \\ &\quad + U_{Am} \cdot e^{-\delta_2 \cdot \left(t - \frac{T_1}{2}\right)} \cdot \cos \omega_2 \left(t - \frac{T_1}{2}\right). \end{aligned} \quad (3.86)$$

În relația (3.86), ca și în cazul neutrlui izolat, figurează și componenta liberă determinată de procesul de restabilire a tensiunii pe faza defectată. Acest proces se caracterizează prin

amplitudinea  $U_{Am}$ , coeficientul de atenuare  $\delta_2$  și prin frecvența unghiulară  $\omega_2$ , iar  $T_1$  este perioada componentei libere pentru procesul tranzitoriu care are loc după aprinderea arcului. Se consideră că arcul se stinge la prima trecere prin zero a componentei libere a curentului, adică după un timp egal cu  $\frac{T_1}{2}$ . Se consideră  $t=0$  în momentul străpungerii, adică atunci când tensiunea pe faza defectată atinge valoarea  $-E_m$ .

Pentru curentul capacitiv este valabilă relația:

$$i_C(t) = 3C_0 \cdot \frac{du_C}{dt} = 3C_0 \cdot \frac{du_N}{dt}. \quad (3.87)$$

Dacă se ia în considerație că  $\frac{1}{\omega_{st} L_{BSA}} \gg 3G_0 + G_{BSA}$ , atunci se poate de considerat că

$$i_G(t) \approx 0 \text{ și } i_L(t) \approx i_C(t).$$

În așa fel, dacă  $t=0$  se consideră începutul procesului tranzitoriu, atunci relațiile (3.39) și (3.87) iau forma:

$$\begin{aligned} u_N(0) &= U_{Nm} \cdot \sin \varphi_{N0}; \\ i_L(0) &= 3C_0 \cdot \left. \frac{du_N}{dt} \right|_{t=0} = 3C_0 \cdot \omega_{st} \cdot U_{Nm} \cdot \cos \varphi_{N0}. \end{aligned} \quad (3.88)$$

Soluțiile acestui sistem vor fi:

$$\begin{aligned} U_{Nm} &= \sqrt{(u_N(0))^2 + \left( \frac{i_L(0)}{3C_0 \cdot \omega_{st}} \right)^2}; \\ \operatorname{tg} \varphi_{N0} &= 3C_0 \cdot \omega_{st} \cdot \frac{u_N(0)}{i_L(0)}. \end{aligned} \quad (3.89)$$

În așa fel, condițiile inițiale pentru rezolvarea ecuației diferențiale sunt diferite în dependență de momentul de timp când are loc stingerea arcului. Dacă se presupune că arcul electric se va stinge la prima trecere prin zero a componentei libere a curentului de punere la pământ, atunci curentul prin BSA va fi aproximativ egal cu zero ( $i_L(0) \approx 0$ ), deoarece o semiperioadă ( $\frac{T_1}{2}$ ) a componentei libere este cu mult mai mică ca constanta de timp a BSA și curentul în BSA nu dovedește să se schimbe. În așa fel, considerând  $i_L(0) = 0$ , din (3.89) se obține:  $U_{Nm} = u_N(0)$ ;  $\varphi_{N0} = 90^\circ$ . Deci, tensiunea pe neutru se va schimba conform legității:

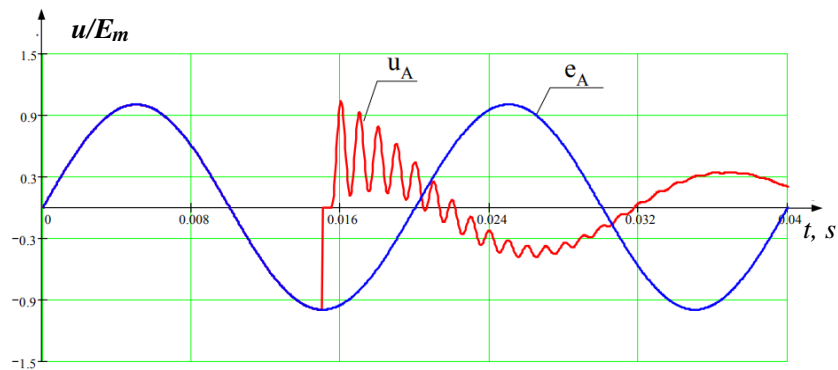
$$u_N(t) = u_N(0) \cdot e^{-\frac{\delta}{2} \cdot \omega t} \cdot \sin(\omega_{st} t + 90^\circ) = u_N(0) \cdot e^{-\frac{\delta}{2} \cdot \omega t} \cdot \cos \omega_{st} t. \quad (3.90)$$

Cum a fost menționat mai sus, deoarece, în caz general  $e_A(t) + u_N(t) \neq 0$ , va avea loc un proces de restabilire a tensiunii pe faza defectată cu o frecvență unghiulară  $\omega_2$ , de aceea va exista



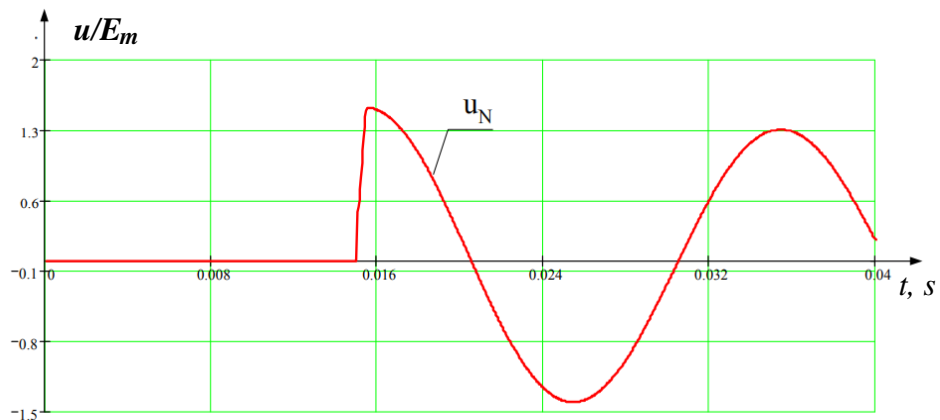
un vârf de tensiune la restabilirea tensiunii pe faza defectată. Dacă rigiditatea electrică a fazei A în locul defectului este mai mare decât această tensiune de prag ( $u_{pr}$ ), atunci tensiunea pe faza defectată se va modifica conform relației:

$$\begin{aligned}
 u_A(t) &= e_A(t) + u_N(t) = E_m \cdot \sin\left(\omega\left(t - \frac{T_1}{2}\right) + \frac{3\pi}{2\omega}\right) + \\
 &+ u_N(0) \cdot e^{-\frac{\partial}{2}\omega\left(t - \frac{T_1}{2}\right)} \cdot \cos\omega_{st}\left(t - \frac{T_1}{2}\right) + U_{Am} \cdot e^{-\delta_2 t} \cdot \cos\omega_2\left(t - \frac{T_1}{2}\right) = \\
 &= -E_m \cdot \cos\omega\left(t - \frac{T_1}{2}\right) + u_N(0) \cdot e^{-\frac{\partial}{2}\omega\left(t - \frac{T_1}{2}\right)} \cdot \cos\omega_{st}\left(t - \frac{T_1}{2}\right) + \\
 &+ U_{Am} \cdot e^{-\delta_2 t} \cdot \cos\omega_2\left(t - \frac{T_1}{2}\right).
 \end{aligned} \tag{3.91}$$



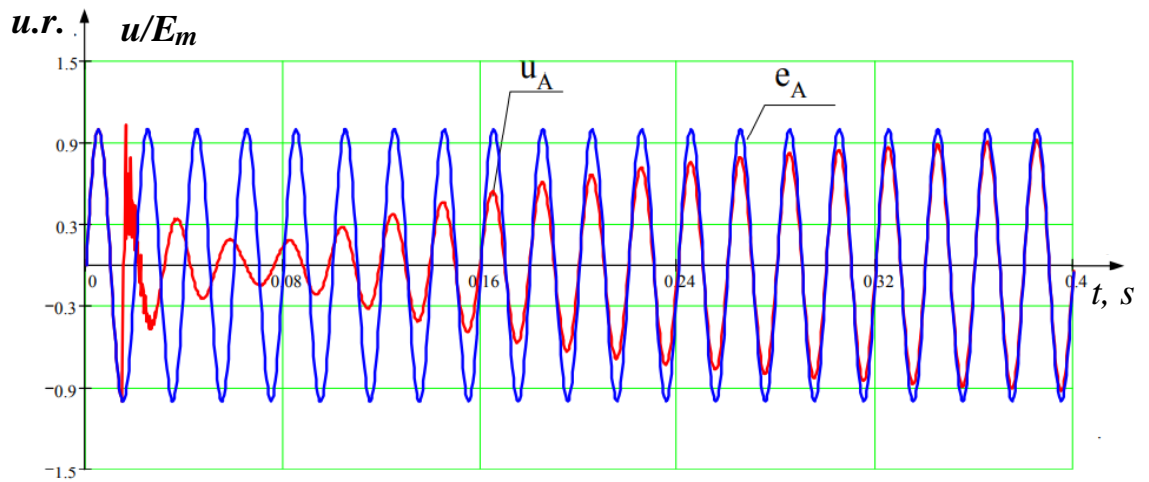
**Fig. 3.27. Tensiunea pe fază defectată la stingerea arcului electric pe parcursul la două perioade a frecvenței industriale**

Rezultă  $u_N(0) = 1,48 \cdot E_m$ . Dacă se acceptă următorii parametri ai procesului tranzitoriu:  $\partial = 0,05$ ,  $\omega_1 = \omega_2 = 2\pi 1000$ ,  $\delta_2 = 200$ , atunci tensiunile pe faza defectată și pe neutru vor obține forma prezentată în figurile 3.27 și 3.28 [12] (valorile tensiunilor sunt raportate la valoarea de amplitudine).

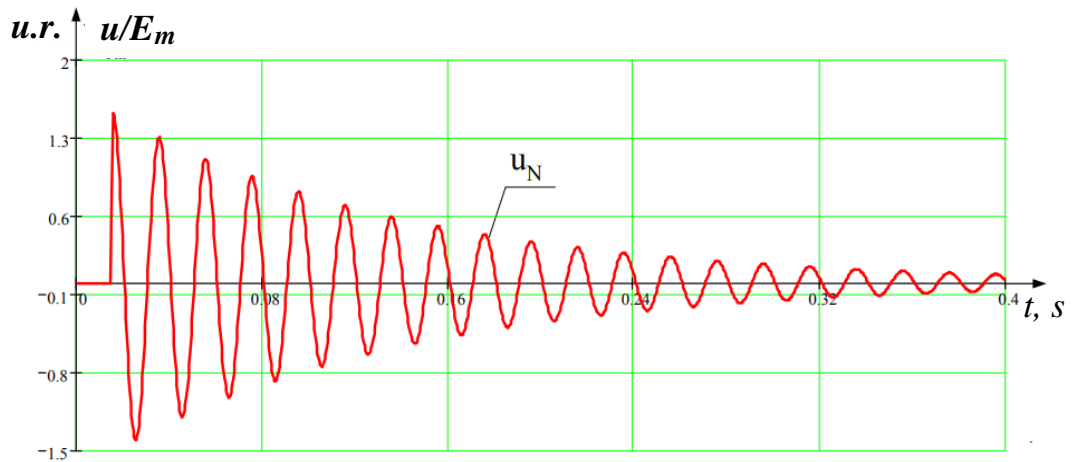


**Fig. 3.28. Tensiunea pe neutru la stingerea arcului electric pe parcursul la două perioade a frecvenței industriale**

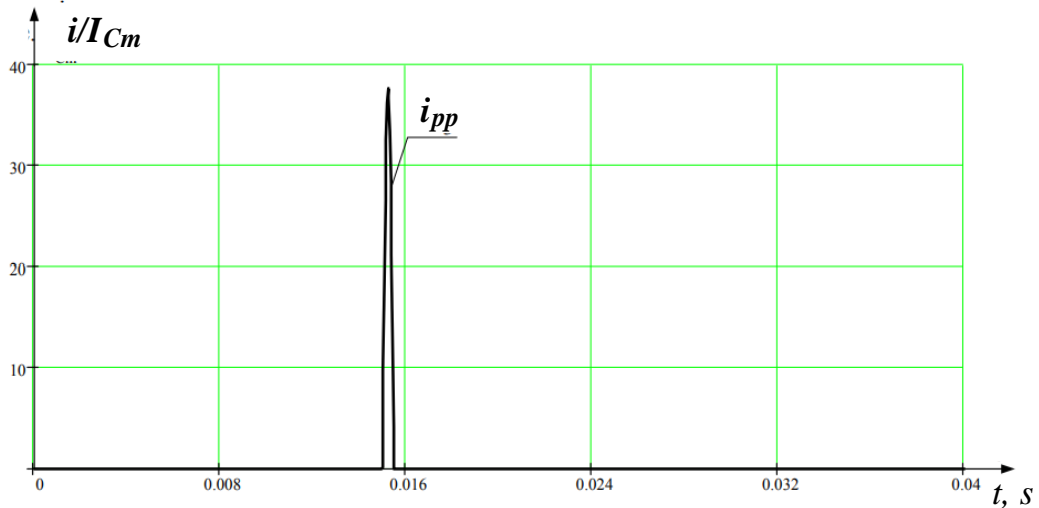
În figurile 3.27 și 3.28 tensiunile se prezintă pe o durată de timp egală cu două perioade a frecvenței industriale, iar în figurile 3.29 și 3.30 [12] pentru douăzeci de perioade.



**Fig. 3.29. Tensiunea pe fază defectată la stingerea arcului electric pe parcursul la douăzeci de perioade a frecvenței industriale**



**Fig. 3.30. Tensiunea pe neutru la stingerea arcului electric pe parcursul la douăzeci de perioade a frecvenței industriale**



**Fig. 3.31. Curentul de punere la pământ**

În continuare se analizează cazul când arcul electric se stinge la trecerea prin zero a componentei forțate. Din relațiile (3.81) și (3.82) se vede că mărimile ce prezintă componenta reactivă și, respectiv, activă ale curentului de punere la pământ, raportate la acest curent, adică:

$$\nu = 1 - \frac{I_{L1}}{I_{C1}} = \frac{I_{C1} - I_{L1}}{I_{C1}} = \frac{I_{r1}}{I_{C1}}; \quad \partial = \frac{I_{a1}}{I_{C1}}, \quad (3.92)$$

aici indicele  $I$  indică armonică de bază;  $I_{r1}$  – curentul rezidual.

Componentă forțată a curentului de punere la pământ poate fi exprimată prin componenta activă și reactivă:

$$i_{pp} = -E_m \cdot 3\omega C_0 \cdot (\partial \cdot \sin \omega t + \nu \cdot \cos \omega t). \quad (3.93)$$

În momentul stingerii arcului curentul trece prin zero ( $i_{pp}=0$ ), de unde rezultă că:

$$\partial \cdot \sin \omega t + \nu \cdot \cos \omega t = 0 \quad \text{sau} \quad \varphi_{st} = \omega t_{st} = \arctg \left( -\frac{\nu}{\partial} \right), \quad (3.94)$$

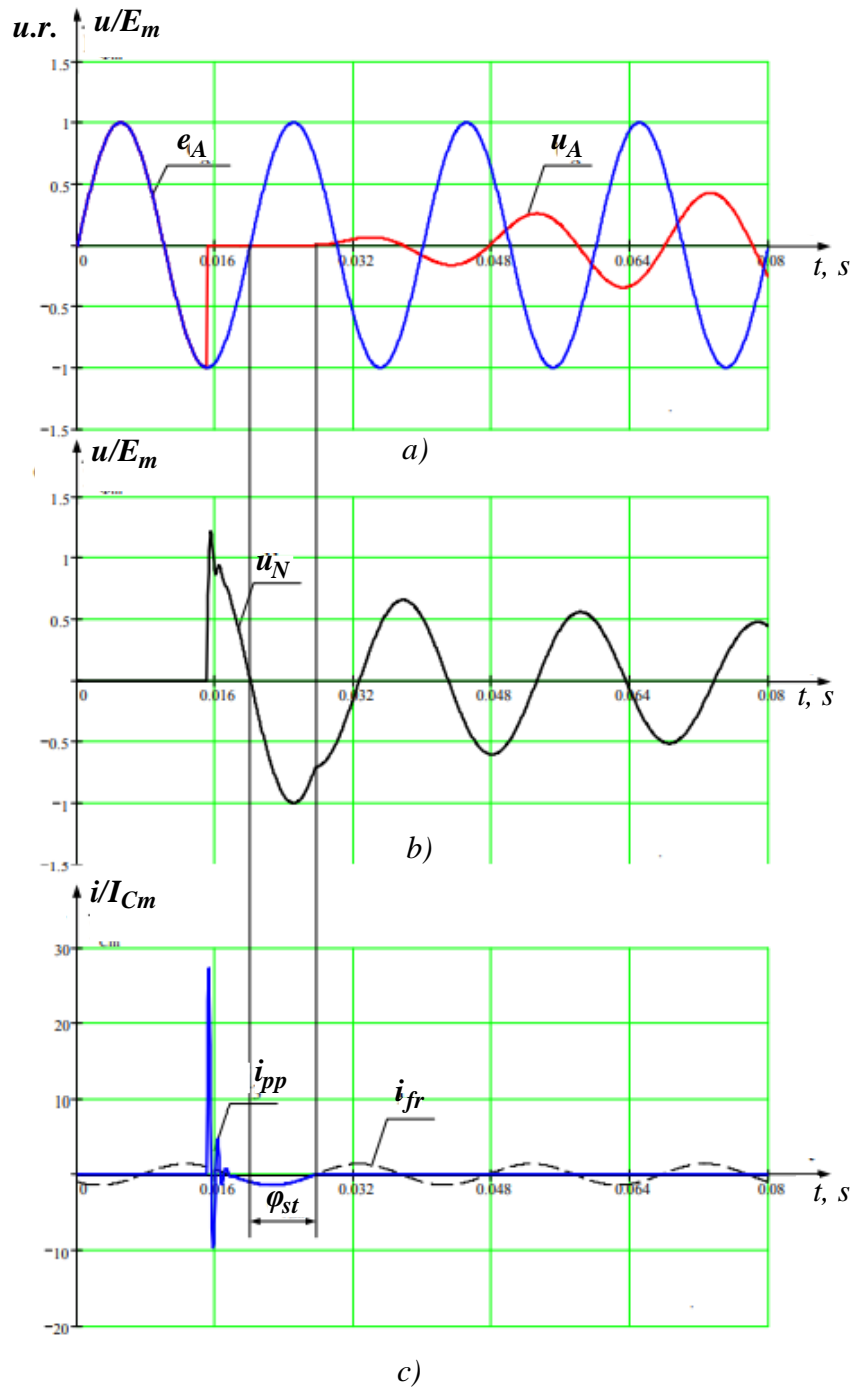
unde  $t_{st}$  este intervalul de timp între momentul trecerii prin zero a t.e.m. a fazei defectate și a curentului de punere la pământ, iar  $\varphi_{st}$  este unghiul ce corespunde acestui timp.

Deoarece, până la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului de punere la pământ, procesul tranzitoriu început la aprinderea arcului practic diminuează, tensiunea pe neutru la momentul stingerii va fi  $u_N(t) = -e_A(t)$ , deci  $e_A(t) + u_N(t) = 0$ . Aceasta înseamnă că componenta de frecvență înaltă, care era prezentă în cazul stingerii arcului la prima trecere prin zero a componentei libere (figurile 3.27 și 3.29), în acest caz va lipsi (figura 3.32, a). Procesul de restabilire a tensiunii se descrie prin relația:

$$u_A(t) = u_{Afr}(t) + u_{Alb}(t) = E_m \cdot \left( \sin(\omega \cdot t + \varphi_{st}) - e^{-\frac{\partial}{2} \omega t} \cdot \sin(\omega_{st} t + \varphi_{st}) \right), \quad (3.95)$$

unde:  $u_{Afr}(t) = E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_{st})$  – componenta forțată, ea este egală cu t.e.m. a fazei A, dar cu faza inițială care o are  $e_A(t)$  la momentul stingerii arcului, adică  $\varphi_{st}$ ;  
 $u_{Alb}(t) = u_N(t) = E_m \cdot e^{-\frac{\partial}{2} \omega t} \cdot \sin(\omega_{st} t + \varphi_{st})$ . Aceste tensiuni și curentul de punere la pământ sunt construite pentru  $\partial = 0,05$  și  $\nu = 0,05$  (figura 3.32).

Din figurile 3.32, a și 3.33, a se observă că prezența BSA micșorează considerabil viteza de restabilire a tensiunii pe faza defectată, aceasta joacă un rol pozitiv deoarece acordă un timp mai îndelungat pentru deionizarea locului de defect și micșorează probabilitatea de reaprindere a arcului electric.



**Fig. 3.32. Procesul tranzitoriu în cazul stingerii arcului electric la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului de punere la pământ pentru  $\partial = 0,05$  și  $\nu = 0,05$ : a – t.e.m. a fazei defectate și tensiunea pe faza defectată; b – tensiunea pe neutrul rețelei; c – curentul de punere la pământ [12]**

În continuare se va analiza mai detaliat procesul de restabilire a tensiunii pentru a determina factorii de influență asupra procesului dat. Analiza dată este mai simplă dacă se acceptă că arcul se stinge la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului de punere la pământ, de aceea de

bază se va lua relația (3.96). Graficele obținute pentru trei cazuri: a)  $\partial = 0,05$  și  $\nu = 0$ , b)  $\partial = 0$  și  $\nu = 0,2$ , c)  $\partial = 0,05$  și  $\nu = 0,2$ , sunt prezentate în figura 3.33.

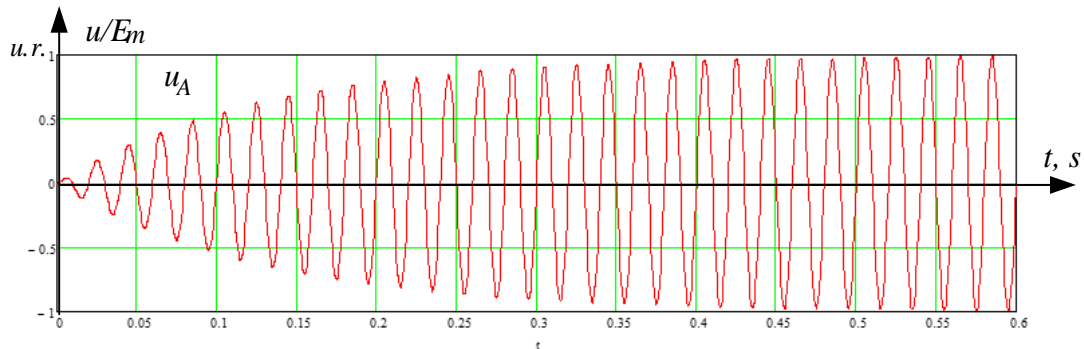
Când BSA funcționează în regim de rezonanță (compensare totală), atunci  $\nu = 0$  și  $\omega_{st} \approx \omega$ , relația (3.96) devine:

$$u_A(t) = \left(1 - e^{-\frac{\partial}{2} \cdot \omega \cdot t}\right) \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_{st}). \quad (3.96)$$

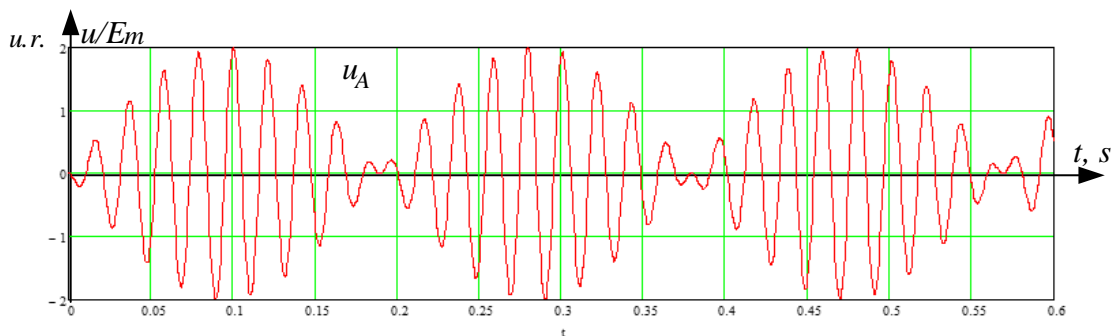
Din relația (3.96) se vede că tensiunea de restabilire, atunci când BSA este acordată la rezonanță, nu depășește valoarea de amplitudine de fază (fig.3.33, a) și se restabilește cu constanta de timp  $\tau = \frac{2}{\partial \cdot \omega}$ .

Dacă se consideră un caz ipotetic, când conductanțele fază-pământ și rezistența BSA sunt nule ( $\partial = 0$ ), iar  $\nu \neq 0$ , atunci  $\omega_{st} = \omega \cdot \sqrt{1 - \nu}$  și relația (3.96) capătă forma:

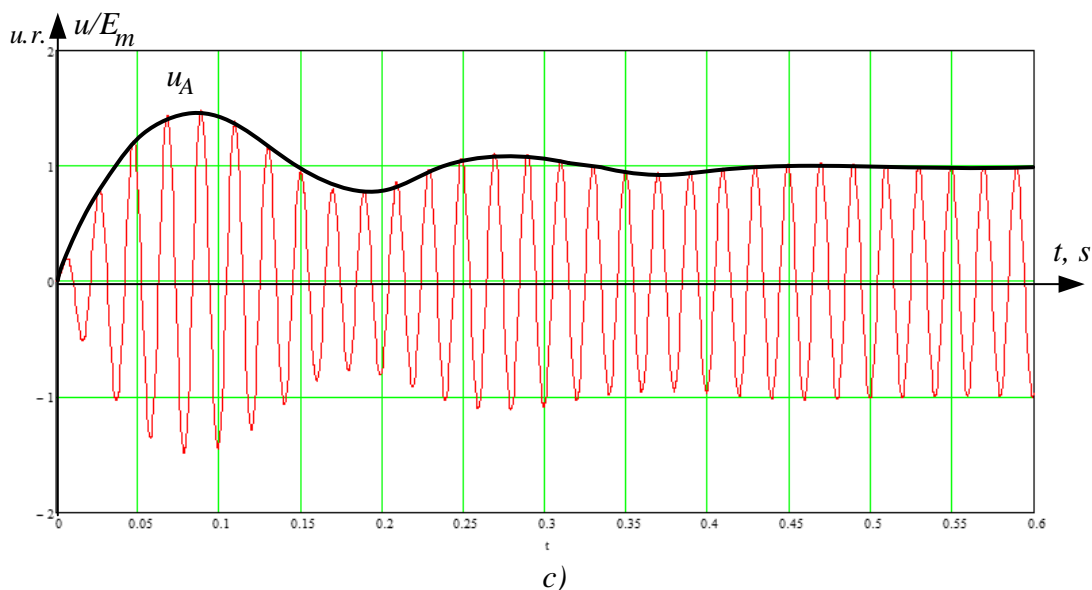
$$u_A(t) = 2E_m \cdot \sin\left(\frac{1 - \sqrt{1 - \nu}}{2} \omega \cdot t\right) \cdot \cos\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \nu}}{2} \omega \cdot t + \varphi_{st}\right). \quad (3.97)$$



a)



b)



**Fig. 3.33. Tensiunea de restabilire pe fază defectată pentru: a)  $\partial = 0,05$  și  $\nu = 0$ ; b)  $\partial = 0$  și  $\nu = 0,2$ ; c)  $\partial = 0,05$  și  $\nu = 0,2$  [12]**

Are loc un fenomen numit *interferența undelor* (fig.3.33, b). Frecvența curbei plic este egală cu jumătate din diferența între pulsația de frecvență industrială și pulsația oscilațiilor libere  $\frac{1}{2} \cdot (\omega - \omega_{st}) = \frac{1}{2} \cdot \omega(1 - \sqrt{1 - \nu})$ , iar frecvența de oscilație a tensiunii pe fază defectată este egală cu semisuma acestor frecvențe  $\frac{1}{2} \cdot (\omega + \omega_{st}) = \frac{1}{2} \cdot \omega(1 + \sqrt{1 - \nu})$ . Deoarece atenuare nu există, aceste oscilații nu vor dispărea și procesul va continua la nesfârșit, ceea ce în realitate nu poate fi datorită pierderilor. De aici  $\partial$  și capătă denumirea de *coeficient de atenuare*, fiindcă duce la atenuarea oscilațiilor.

În rețelele reale, deoarece  $\partial$  este destul de mic, la fel are loc fenomenul de interferență, dar cu o anumită atenuare (fig. 3.33, c).

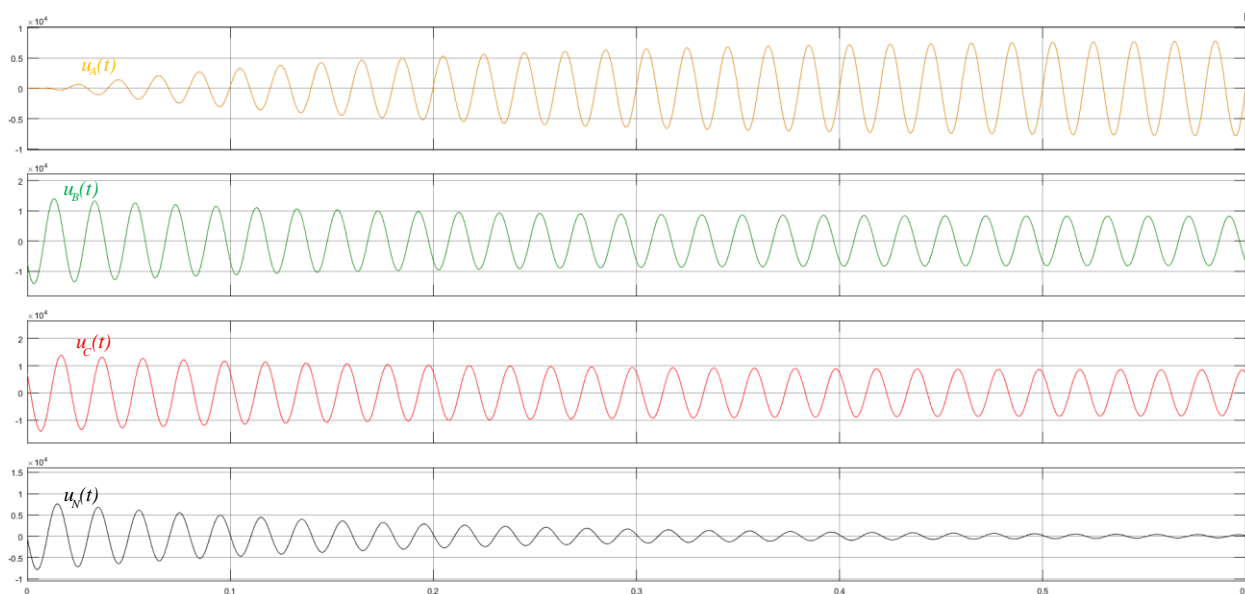
Cum se observă din curbele aduse în figura 3.33, tensiunea de restabilire, în cazul utilizării BSA, poate depăși valoarea de amplitudine. Dar și în acest caz BSA influențează pozitiv, întrucât viteza de creștere a tensiunii este micșorată și depinde de frecvența curbei plic, față de neutrul izolat, unde viteza de restabilire este determinată de frecvența industrială. Chiar și în cazuri nefavorabile, când dereglarea BSA atinge +20 % ( $\nu = 0,2$ ) sau -20 % ( $\nu = -0,2$ ), frecvența curbei plic nu depășește  $0,052\omega$  și, corespunzător  $0,048\omega$ .

Tensiunile fazelor sănătoase, la fel vor avea un caracter interferent, întrucât:  
 $u_B(t) = e_B(t) + u_N(t)$  și  $u_C(t) = e_C(t) + u_N(t)$ .

În figura 3.106 sunt prezentate curbele tensiunilor pe faze și pe neutru pentru o rețea reală, obținute de autor prin simulare.

### ***Supratensiuni în rețelele compensate în timpul punerii la pământ în cazul apariției arcului electric intermitent***

Procesul de formare a supratensiunilor pe fazele sănătoase în cazul rețelelor compensate este același ca și în cazul rețelelor cu neutru izolat. Asta se explică prin faptul că BSA nu influențează procesul tranzitoriu de modificare a sarcinilor capacităților fază-pământ ale fazelor sănătoase, care apare la punerea la pământ.



**Fig. 3.34. Curbele tensiunilor pe faze și pe neutrul rețelei după stingerea arcului**

Din acest motiv, pentru determinare tensiunii maxime pe fazele sănătoase poate fi utilizată relația (3.90):

$$U_{B\max} = e_{AB}(t_1) + u_A(t_1) \cdot (1 - k_{\delta}) \cdot (1 - k_C), \quad (3.98)$$

unde  $e_{AB}(t_1)$  este tensiunea de linie între fazele A și B la momentul aprinderii arcului ( $t_1$ ); întrucât maximul tensiunii se atinge la momentul  $t_2$  (fig.3.24) ar fi mai exact de utilizat valoarea  $e_{AB}(t_1)$ , dar, deoarece maximul se atinge în decurs de o semiperioadă a componentei libere, care este cu mult mai mică ca perioada componentei forțate, schimbarea  $e_{AB}$  în decursul acestei semiperioade poate fi neglijată;  $u_A(t_1)$  este amplitudinea componentei libere, cum a fost arătat în capitolul trecut;  $k_{\delta}$  – coeficientul care ia în considerare atenuarea;  $k_C$  – coeficientul care ia în considerație capacitățile fază-fază.

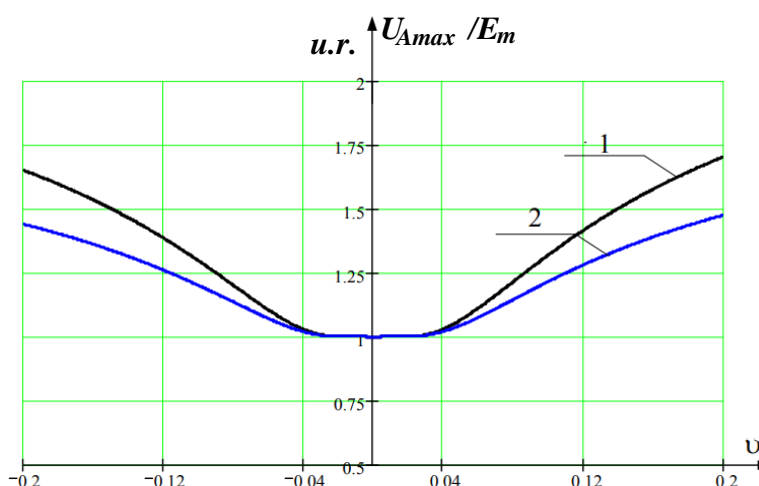


În continuare trebuie de determinat condițiile de apariție a supratensiunii maxime și cum influențează deviația de la compensarea totală, adică coeficientul  $\nu$ .

La prima etapă trebuie de aflat condițiile de formare a tensiunii maxime pe faza defectată. Din (3.96) este evident că maximul va fi atins când vor coincide maximurile componentei forțate și componentei libere, după semn și fază. Deoarece frecvența t.e.m. a fazei și frecvența tensiunii libere pe neutru diferă, defazajul între ele se va modifica conform următoarei legități:

$$\Delta\varphi = (\omega - \omega_{st}) \cdot t. \quad (3.99)$$

Din relația (3.95) se observă că maximul va avea loc când  $\sin(\omega \cdot t + \varphi_{st}) - \sin(\omega_{st} t + \varphi_{st}) = 2$ , adică când defazajul este  $\Delta\varphi = \pm\pi$ .



**Fig. 3.35. Curbele tensiunii maxime în dependență de coeficientul de abatere de la compensarea completă:  $a$  – în cazul stingerii arcului la prima trecere prin zero a curentului total de punere la pământ;  $b$  – în cazul stingerii arcului la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului de punere la pământ (obținute de autor)**

Din (3.99) se poate de determinat momentul de timp care corespunde maximului de tensiune:

$$(\omega - \omega_{st}) \cdot t_{\max} = \pm\pi. \quad (3.100)$$

Semnul “+” indică că are loc subcompensarea ( $\nu > 0$ ) și  $\omega > \omega_{st}$ , iar semnul “-” corespunde supracompensării ( $\nu < 0$ ) și  $\omega < \omega_{st}$  [96]. Dacă se admite  $\omega_{st} \approx \omega \cdot \sqrt{1 - \nu}$ , atunci timpul la care are loc maximul se determină cu relația:

$$t_{\max} = \frac{\pi}{\omega \cdot |1 - \sqrt{1 - \nu}|}. \quad (3.101)$$

În așa fel, tensiunea maximă pe faza defectată, în cazul stingerii arcului la trecerea prin zero a curentului total de punere la pământ, în conformitate cu (3.90), se va determina astfel:

$$U_{Amax} = E_m + u_N(0) \cdot e^{-\frac{\partial}{2} \cdot \omega \cdot t_{max}} \quad (3.102)$$

Iar în cazul stingerii arcului electric la trecerea prin zero a componentei forțate a curentului, tensiunea maximă, în conformitate cu (3.95), se va determina astfel:

$$U_{Amax} = E_m + E_m \cdot e^{-\frac{\partial}{2} \cdot \omega \cdot t_{max}} \quad (3.103)$$

În figura 3.35 sunt prezentate dependențele tensiunilor maxime pe faza defectată de coeficientul de abatere de la compensarea completă.

Pentru a determina supratensiunile maxime pe fazele sănătoase, trebuie de luat în considerație faptul specific rețelelor compensate, și anume, în momentul când tensiunea pe neutru atinge valoarea sa maximă, componenta forțată pe fazele sănătoase poate avea oricare valoare, inclusiv și valoarea de amplitudine, adică  $\sqrt{3}E_m$ . Asta se explică prin faptul că frecvența tensiunii pe neutru rețelei este  $\frac{1}{2} \cdot \omega(1 + \sqrt{1 - \nu})$  și, în caz general, nu este multiplu al frecvenței industriale, ceea ce face probabil faptul de coincidență a maximurilor componentei forțate cu cea liberă. Pe de altă parte, în zona practică de abatere de la compensarea completă, frecvența curbei plic este de câteva ori mai mică decât frecvența industrială, așa că la o oscilație a curbei plic revin câteva maximuri ale componentei forțate, ceea ce mărește probabilitatea coincidenței maximurilor.

Dacă se ia în considerația relația (3.98), din cele menționate mai sus, tensiunea maxima pe fazele sănătoase poate fi exprimată astfel:

$$U_{Bmax} = \sqrt{3}E_m + U_{Amax} \cdot (1 - k_{\delta_1}) \cdot (1 - k_C) \quad (3.104)$$

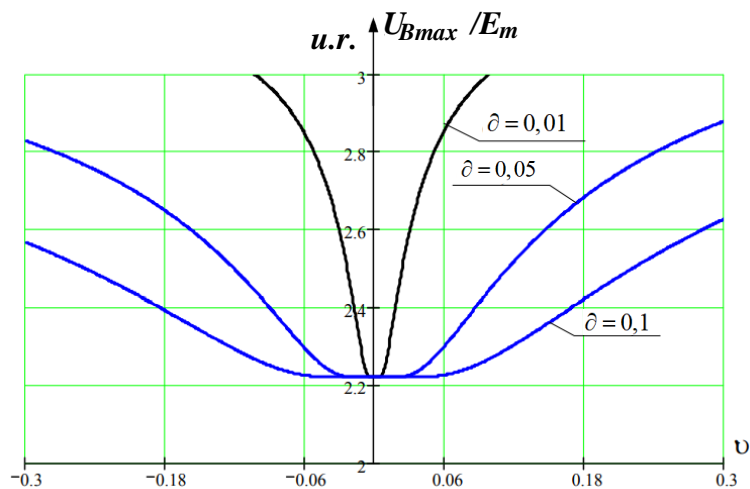
Dacă se acceptă următorii parametri:  $\partial = 0,05$ ,  $k_C = 0,2$ ,  $k_{\delta_1} = 0,1$  și, din (3.100),  $u_N(0) = 1,48 \cdot E_m$ . În primul rând se determină timpul la care tensiunea pe faza defectată atinge maximul, conform relației (2.33):  $t_{max} = 0,061$  s. Din (2.94) se determină tensiunea maximă pe faza defectată:  $U_{Amax} = 1,916E_m$ . Din (3.95) se determină tensiunea maximă pe faza sănătoasă:  $U_{Bmax} = 3,11E_m$ . Trebuie de menționat, în primul rând, că probabilitatea coinciderii maximurilor este destul de mică, iar în al doilea rând, coeficientul de abatere, de obicei, este mai mic, de aceea apariția unei asemenea supratensiuni într-o rețea reală este puțin probabilă, dar totuși posibilă în anumite condiții.

Pe faza sănătoasă, cu luarea în considerație a faptului ca componenta forțată la momentul străpungerii (dacă asta are loc când  $u_A = \pm E_m$ ) nu atinge valoarea de amplitudine, ci  $1,5E_m$ . În așa fel, cu

luarea în considerație a relațiilor (3.101), (3.102) și (3.104), pentru tensiunea maximă pe fazele sănătoase se obține:

$$U_{B\max} = 1,5E_m + \left[ E_m + u_N(0) \cdot e^{-\frac{\partial \cdot \pi}{2|1-\sqrt{1-\nu}|}} \right] \cdot (1 - k_{\delta_1}) \cdot (1 - k_C). \quad (3.105)$$

După relația dată se construiesc curbele tensiunii maxime pe fazele sănătoase în dependență de coeficientul de abatere de la compensarea totală  $\nu$ , pentru diferiți coeficienți de atenuare  $\partial$  (fig.3.36). Se consideră următorii parametri:  $k_C=0,2$ ,  $k_{\delta_1} = 0,1$ ,  $u_N(0) = 1,48 \cdot E_m$  [97].

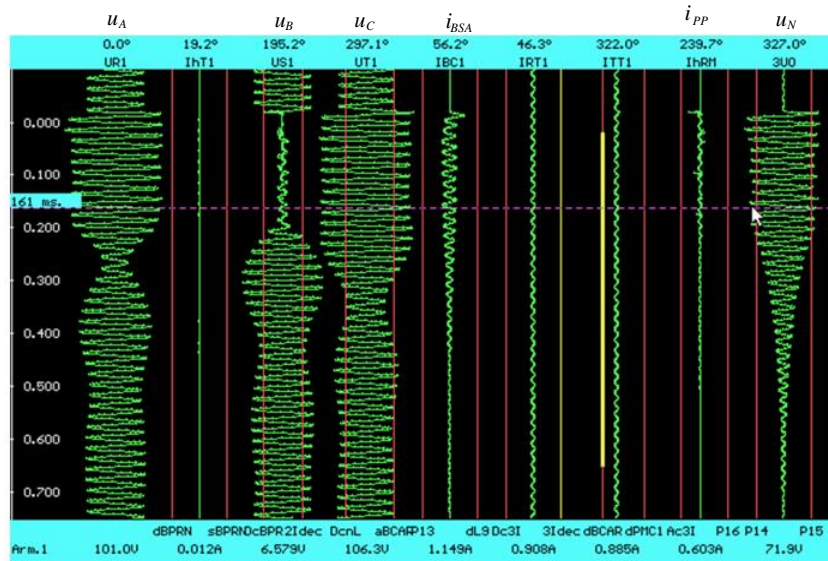


**Fig. 3.36. Curbele tensiunii maxime pe fazele sănătoase în dependență de coeficientul de abatere de la compensarea completă pentru diferiți coeficienți de atenuare**

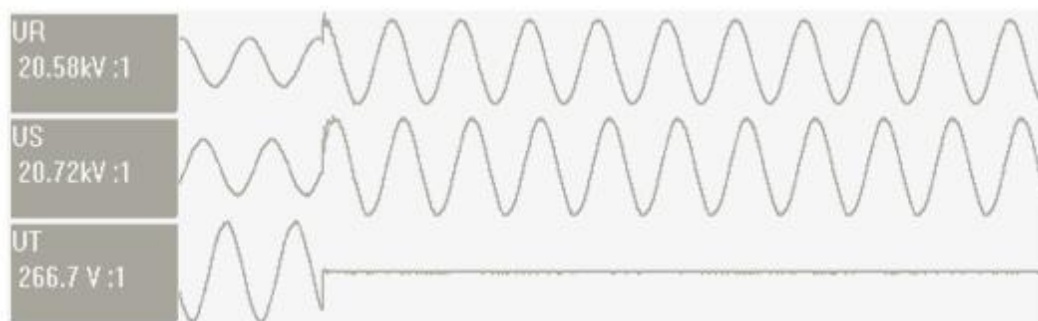
În continuare se prezintă o serie de curbe [87], obținute pe cale experimentală, prin monitorizarea unei rețele de medie tensiune reale cu neutrul tratat prin BSA.

În figura 3.37 este prezentată o înregistrare a unui caz real de punere la pământ într-o rețea de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA. În acest caz se vede apariția punerii la pământ, după care dispare și restabilirea ulterioară a tensiunilor la normal. În figura 3.37 se vede bine fenomenul de interferență a undelor de tensiune, care are loc cu o anumită atenuare, ceea ce confirmă rezultatele analitice prezentate mai sus. Punerea la pământ a avut loc pe faza B.

La prima străpungere a izolației BSA practic nu influențează (fig. 3.38). La fel ca în cazul neutrului izolat, are loc un proces tranzitoriu însoțit de supratensiuni.

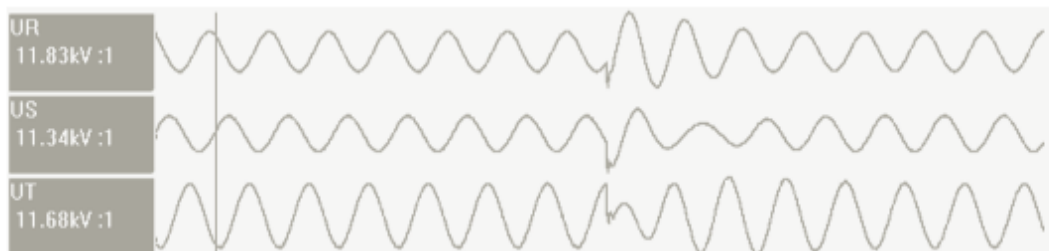


**Fig. 3.37. Curbele tensiunilor pe faze și pe neutru și curbele curenților de punere la pământ, în faze și în BSA la apariția și apoi dispariția punerii la pământ într-o rețea reală cu neutrul tratat prin BSA [87]**



**Fig. 3.38. Curbele tensiunilor pe faze la prima străpungere a izolației [87]**

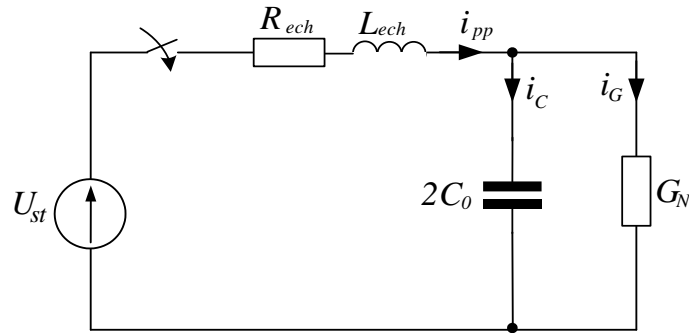
În figura 3.39 sunt prezentate curbele tensiunilor în cazul când defectul apare și apoi dispare.



**Fig. 3.39. Curbele tensiunilor pe faze la apariția și dispariția defectului (arcului electric) [87]**

### 3.4. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor

Pentru analiza proceselor tranzitorii care au loc în rețelele tratate prin rezistor se va utiliza o schemă simplificată, care este prezentată în figura 3.40.



**Fig. 3.40. Schema echivalentă simplificată a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor**

Ținând cont că elementele rețelei electrice sunt considerate simetrice, se poate de utilizat schema echivalentă monofilară, prezentată în figura 3.40. Aici  $U_{st}$  este tensiunea la care are loc străpungerea,  $R_{ech}$ ,  $L_{ech}$  – rezistența echivalentă și, corespunzător, inductivitatea echivalent;  $2C_0$  – capacitățile față de pământ ale fazelor sănătoase, conectate în paralel;  $G_N$  – conductanța rezistorului de legare la pământ.

Cum s-a menționat în subcapitolul 3.1, BSA practic nu influențează procesele tranzitorii care au loc la aprinderea arcului, din cauza că procesele care au loc în acest caz sunt de frecvență înaltă și reactanța BSA crește substanțial, în ce privește influența rezistorului asupra acestor procese este mai puțin evidentă. Din acest motiv, în continuare se va analiza influența rezistorului asupra distribuției sarcinilor electrice pe fazele sănătoase la aprinderea arcului. Se vor neglija rezistența și reactanța transformatorului de neutru artificial (TNA), întrucât, evident, acesta va micșora influența rezistorului asupra acestor procese de frecvență înaltă, iar în continuare se va arăta că și cu această neglijare influența rezistorului este nesemnificativă.

Ecuția diferențială ce caracterizează componenta liberă a tensiunii pe capacitate se determină din teoremele lui Kirchhoff. Pentru schema din figura 3.40 sunt valabile ecuațiile:

$$i_{pp} = i_C + i_G; \quad i_C = 2C_0 \frac{du_C}{dt}; \quad i_G = u_C \cdot G_N. \quad (3.106)$$

$$i_{pp} \cdot R_{ech} + L_{ech} \frac{di_{pp}}{dt} + u_C = U_{st}. \quad (3.107)$$

Dacă relațiile (3.106) se introduc în (3.107), se obține:

$$\left(2C_0 \frac{du_C}{dt} + u_C \cdot G_N\right) \cdot R_{ech} + L_{ech} \cdot \left[\frac{d}{dt} \left(2C_0 \frac{d^2u_C}{dt^2} + G_N \frac{du_C}{dt}\right)\right] + u_C = U_{st}. \quad (3.108)$$

Efectuând unele transformări simple, relația (3.109) devine:

$$\frac{d^2u_C}{dt^2} + \left(\frac{G_N}{2C_0} + \frac{R_{ech}}{L_{ech}}\right) \cdot \frac{du_C}{dt} + \left(\frac{G_N \cdot R_{ech} + 1}{2C_0 \cdot L_{ech}}\right) \cdot u_C = U_{st} \cdot \left(\frac{1}{2C_0 \cdot L_{ech}}\right). \quad (3.109)$$

Rădăcinile acestei ecuații vor fi:

$$p_{1,2} = -\left(\frac{G_N}{4C_0} + \frac{R_{ech}}{2L_{ech}}\right) \pm \sqrt{\left(\frac{G_N}{4C_0} + \frac{R_{ech}}{2L_{ech}}\right)^2 + \frac{1}{2C_0 \cdot L_{ech}}} = -\delta_1 \pm j\omega_1. \quad (3.110)$$

Pentru a identifica dependența coeficienților față de conductanța rezistorului legat la neutrul rețelei se fac următoarele înlocuiri:

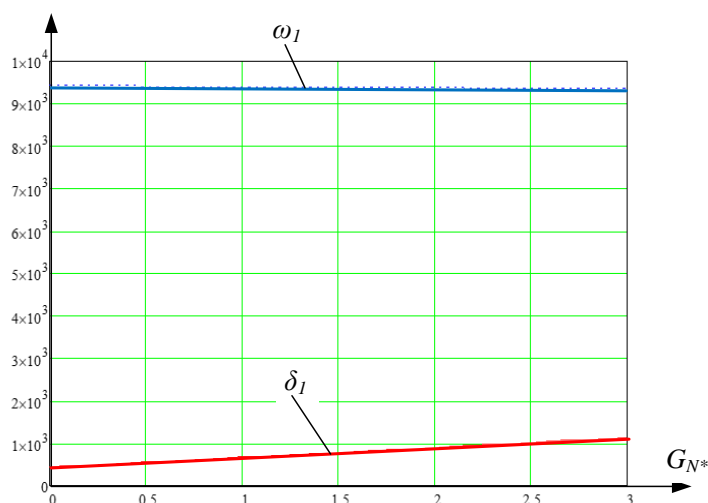
$$\delta_1 = \frac{1}{2} \left(\frac{G_N}{2C_0} + \frac{R_{ech}}{L_{ech}}\right); \quad \omega_0^2 = \left(\frac{G_N \cdot R_{ech}}{2C_0 \cdot L_{ech}} + \frac{1}{2C_0 \cdot L_{ech}}\right), \quad (3.111)$$

unde  $\delta_1$  este coeficientul de atenuare, iar  $\omega_r$  – pulsația de rezonanță. În continuare conductanța  $G_N$  se exprimă în unități relative, adică:

$$G_{N*} = \frac{G_N}{3\omega C_0}. \quad (3.112)$$

La fel se aduc relațiile pentru coeficientul de atenuare și frecvența de rezonanță pentru neutrul izolat (relațiile (3.96) și (3.97), se neglijează capacitățile mutuale):

$$\delta_1' = \frac{R_{ech}}{2L_{ech}}; \quad (\omega_0')^2 = \frac{1}{2C_0 \cdot L_{ech}}. \quad (3.113)$$



**Fig. 3.41. Dependențele coeficientului de atenuare și a pulsației componentei libere față de conductanța rezistorului (obținute de autor)**

Cu luarea în considerație a relațiilor (3.112) și (3.113), relațiile (3.111) pot fi prezentate astfel:

$$\delta_1 = \delta_1' + \frac{3}{4} \omega \cdot G_{N*}; \quad \omega_0^2 = (\omega_0')^2 + 3\delta_1' \cdot \omega \cdot G_{N*}. \quad (3.114)$$

Ținând cont de (3.112), relația (3.110) devine:

$$\frac{d^2 u_C}{dt^2} + 2\delta_1 \cdot \frac{du_C}{dt} + \omega_0^2 \cdot u_C = U_{st} \cdot \left( \frac{1}{2C_0 \cdot L_{ech}} \right). \quad (3.115)$$

Din (3.115) reiese relația pentru pulsația oscilațiilor libere pentru neutrul tratat prin rezistor:

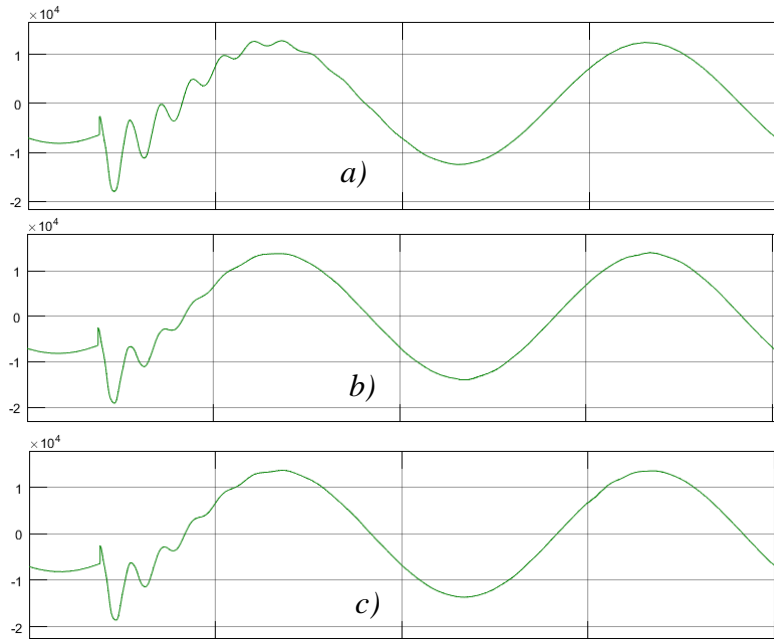
$$\omega_1 = \frac{\sqrt{|4\delta_1^2 - 4 \cdot \omega_0^2|}}{2} = \sqrt{|\delta_1^2 - \omega_0^2|}. \quad (3.116)$$

În figura 3.41 se prezintă dependențele coeficientului de atenuare și frecvenței oscilațiilor libere de conductanța rezistorului, exprimată în unități relative. S-au acceptat următoarele valori aleatorii:  $\delta_1' = 420$ ,  $\omega_0' = 9420 \text{ 1/s}$  ( $f_0' = 1500 \text{ Hz}$ ).

Din analiza figurii 3.41 se observă că valoarea rezistorului influențează valoarea coeficientului de atenuare, dar, întrucât conductanța rezistorului se alege din relația:  $G_N \geq 3\omega C_0$ , adică  $G_{N*} \geq 1$ , această influență nu este prea mare. Componenta liberă va atenua mai repede cu cât mai mare este  $\delta_1$ , însă maximul supratensiunii la aprinderea arcului are loc după o semiperioadă a componentei libere, și mărirea coeficientului de atenuare nu influențează pronunțat în așa o perioadă scurtă. Aceasta poate fi ilustrat cu ajutorul simulării. În figura 3.42 sunt prezentate curbele tensiunii pe faza sănătoasă pentru diferite valori ale  $G_{N*}$ . Din figura 3.42 se vede că valoarea rezistorului influențează puțin și amplitudinea componentei libere.

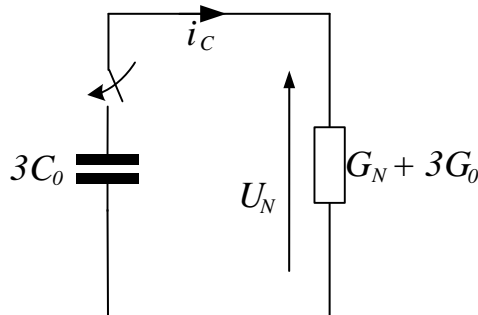
Încă mai puțin valoarea rezistorului influențează frecvența oscilațiilor libere, ce se vede și din figura 3.41 și din figura 3.42. Astfel, se poate afirma că valoarea rezistorului puțin influențează procesul tranzitoriu la aprinderea arcului electric.

În acest caz, ca și în cazul celorlalte metode de tratare a neutrului, arcul se poate stinge la trecerea prin zero a curentului total de punere la pământ sau la trecerea prin zero a componentei forțate de frecvență industrială.



**Fig. 3.42. Curbele tensiunii pe faza sănătoasă  $U_B$  pentru trei valori ale  $G_{N^*}$  :**  
**a) pentru  $G_{N^*} = 1$  ; b) pentru  $G_{N^*} = 2$  ; c) pentru  $G_{N^*} = 3$  (obținute de autor)**

Deoarece tensiunea remanentă pe neutrul rețelei și este motivul apariției supratensiunilor în rețelele de medie tensiune, în continuare se vor analiza condițiile care asigură scurgerea totală a surplusului de sarcini electrice într-o semiperioadă a frecvenței industriale, după care poate din nou să se reaprindă arcul. Pentru aceasta se va utiliza schema din figura 3.43.



**Fig. 3.43. Schema echivalentă a rețelei cu neutrul tratat prin rezistor după stingerea arcului electric**

Ecuția diferențială care descrie tensiunea pe neutrul (același lucru pe capacitare) va fi:

$$u_N + \frac{i_C}{G_N + 3G_0} = 0 \text{ sau } \frac{3C_0}{G_N + 3G_0} \frac{du_N}{dt} + u_N = 0, \text{ unde } i_C = 3C_0 \frac{du_N}{dt}. \quad (3.117)$$

Soluția acestei ecuații va fi:

$$u_N = u_{N0} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_N}}, \quad (3.118)$$



unde  $u_{N0}$  este tensiunea la momentul stingerii arcului;  $\tau_N$  – constanta de timp a procesului tranzitoriu care are loc după ruperea arcului electric:

$$\tau_N = \frac{3C_0}{G_N + 3G_0} . \quad (3.119)$$

Dacă relația (3.119) se înmulțește cu  $\omega$  și respectiv, se împarte la  $\omega$ , apoi se împarte la  $3\omega C_0$ , atunci se obține:

$$\tau_N = \frac{3\omega C_0}{(G_N + 3G_0)\omega} = \frac{1}{(G_{N^*} + \delta)\omega} , \quad (3.120)$$

unde  $\delta = \frac{G_0}{\omega C_0}$  este coeficientul de atenuare determinat de conductanțele fază-pământ ale rețelei;

$G_{N^*} = \frac{G_N}{3\omega C_0}$  – valoarea relativă a conductanței rezistorului.

După  $3\tau_N$  procesul tranzitoriu poate fi considerat terminat. După cum s-a menționat mai sus, acesta trebuie să se termine în decurs de o semiperioadă a frecvenței industriale, în decursul la care tensiunea pe faza defectată atinge valoarea amplitudinală și poate avea loc străpungerea repetată:  $3\tau_N \leq \frac{T}{2} = \frac{\pi}{\omega}$ . În așa fel, relația (3.120) poate fi scrisă astfel:

$$\frac{3}{(G_{N^*} + \delta)\omega} \leq \frac{\pi}{\omega} \text{ sau } G_{N^*} \geq \frac{3}{\pi} - \delta . \quad (3.121)$$

Deoarece  $\delta \ll \frac{3}{\pi}$ , se poate de admis:

$$G_{N^*} \approx \frac{3}{\pi} = 0,955 . \quad (3.122)$$

Din (3.122) se observă că efectul pozitiv al rezistorului are loc atunci când componenta activă a curentului creată de acesta este aproximativ egală cu componenta capacitivă a curentului sau este mai mare decât aceasta.

Deoarece costul rezistorului depinde considerabil de curent, are sens de analizat cum depinde nivelul supratensiunilor în cazul când  $G_{N^*} < \frac{3}{\pi}$ . În așa limite ale  $G_{N^*}$  (aproximativ de la 0 până la 1), se poate de presupus că supratensiunea se va forma după una din teoriile analizate în Anexa 1.

După teoria Petersen, tensiunea pe neutru, care se formează la un oarecare ciclu de aprindere și stingere al arcului electric, se va determina cu relația:

$$U_{N \max}^{(n)} = u_{N0} \cdot e^{-\frac{t}{\tau_N}} = \frac{2}{3} U_{B \max}^{(n-1)} \cdot e^{-\frac{T/2}{(G_{N^*} + \delta)\omega}} = \frac{2}{3} U_{B \max}^{(n-1)} \cdot e^{-\pi(\delta + G_{N^*})}. \quad (3.123)$$

unde  $e^{-\pi(\delta + G_{N^*})}$  este multiplul care ia în considerație micșorarea funcției timp de o semiperioadă a frecvenței industriale;

Relația (3.123) s-a obținut prin utilizarea relației (3.100) și relațiilor (3.118) și (3.120) din acest capitol.

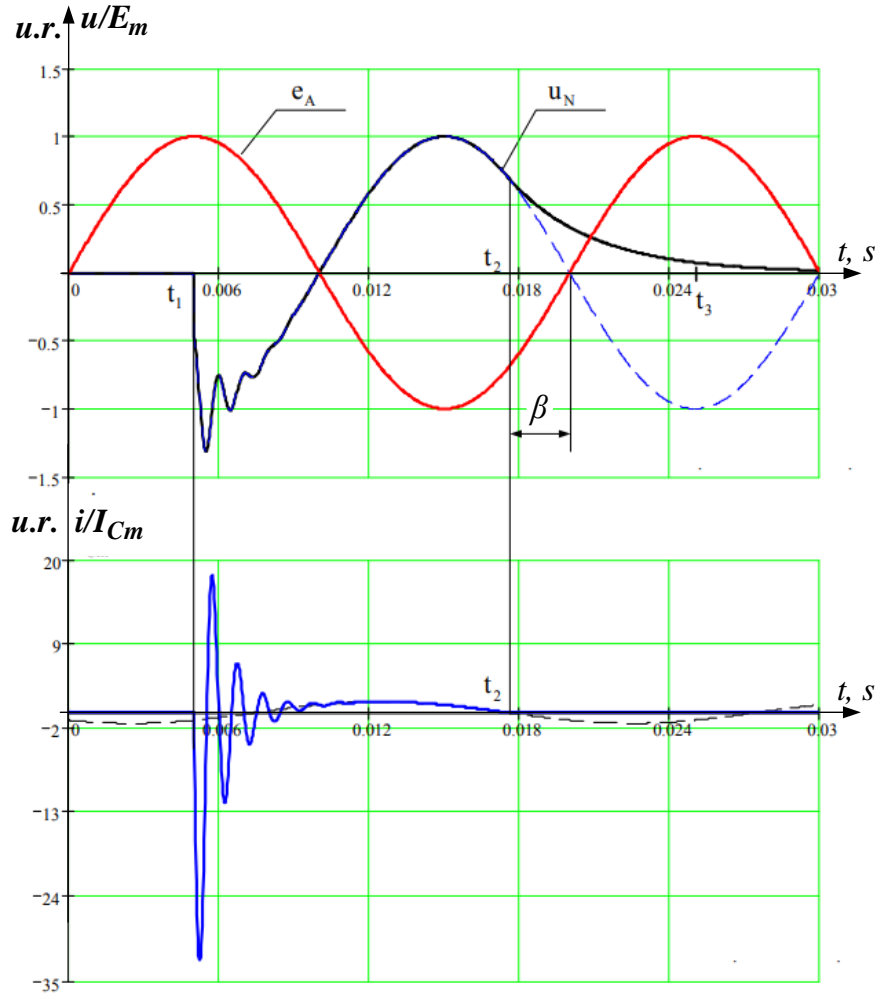
Iar supratensiunea maximă de calcul, conform (3.102) va fi:

$$\begin{aligned} U_{B \max}^{(n)} &= E_m \cdot \frac{1,5 + (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1})}{1 - \frac{2}{3} \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) \cdot e^{-\pi(\delta + G_{N^*})}} = \\ &= E_m \cdot \frac{1,5 + (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1)}{1 - \frac{2}{3} \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1) \cdot e^{-\pi(0,05+1)}} = 2,26 \cdot E_m, \end{aligned} \quad (3.124)$$

aici  $k_C = 0,2$ ,  $\delta = 0,05$ ,  $k_{\delta_1} = 0,1$ ,  $G_{N^*} = 1$ .

Dependența supratensiunii de conductanța rezistorului, construită în conformitate cu teoria Petersen se prezintă în figura 3.45. La construirea graficului s-au acceptat următoarele date inițiale:

$k_C = 0,2$ ,  $\delta = 0,05$ ,  $k_{\delta_1} = 0,1$ .



**Fig. 3.44. Influența rezistorului asupra procesului tranzitoriu în conformitate cu teoria Peters-Slepian ( $G_N^*=I$ ) [12]**

În conformitate cu teoria Peters-Slepian, influența rezistorului constă nu numai în atenuarea rapidă a tensiunii pe neutru, dar și în modificarea defazajului între t.e.m. pe faza defectată și componenta forțată a curentului de punere la pământ. Aceasta din urmă, duce la apariția decalajului de timp între momentul trecerii prin zero a componentei forțate a curentului și momentul de atingere a maximumului t.e.m. pe faza defectată, ceea ce duce la micșorarea tensiunii remanente pe neutru rețelei (fig.3.44). În momentul  $t_1$  se aprinde arcul electric, are loc un proces tranzitoriu. La momentul stingerii arcului ( $t_2$ ), acest proces deja atenuază. Tensiunea pe neutru la momentul  $t_2$  va fi (fig.3.44):

$$u_N(t_2) = -E_m \cdot \sin(2\pi - \beta) = E_m \cdot \sin(\beta). \quad (3.125)$$

Din figura 3.44 se observă că unghiului  $\beta$  este defazajul între tensiunea pe neutru și componenta forțată a curentului de punere la pământ, valoarea acestuia va fi determinată de raportul între componenta capacitivă și activă a curentului de punere la pământ:

$$\beta = \operatorname{arctg} \frac{I_{C1}}{I_{a1}} = \operatorname{arctg} \frac{3\omega C_0}{3G_0 + G_N} = \operatorname{arctg} \frac{1}{\partial + G_{N*}}, \quad (3.126)$$

aici indicele 1 indică la armonica de frecvență industrială.

Relația (3.126) arată că prezența rezistorului duce la micșorarea unghiului  $\beta$ , cu cât mai mare este conductanța rezistorului  $G_N$ , cu atât unghiul este mai mic  $\beta$ . Dar asta înseamnă că tensiunea remanentă pe neutru, după stingerea arcului, va fi mai mică, și deci, vor fi mai mici supratensiunile pe fazele sănătoase la următoarea aprindere a arcului.

Intervalul de timp de la stingerea arcului ( $t_2$ ) până la atingerea maximumului pe faza defectată (momentul  $t_3$ ) va fi egal:

$$t_3 - t_2 = \frac{\frac{\pi}{2} + \beta}{\omega}. \quad (3.127)$$

Tensiunea pe faza defectată la aprinderea repetată a arcului electric ( $t_3$ ) va fi:

$$u_A(t_3) = E_m + E_m \cdot \sin(\beta) \cdot e^{-\frac{t_3 - t_2}{\tau_N}} = E_m + E_m \cdot \sin(\beta) \cdot e^{-\left(\frac{\pi}{2} + \beta\right)(\partial + G_{N*})}. \quad (3.128)$$

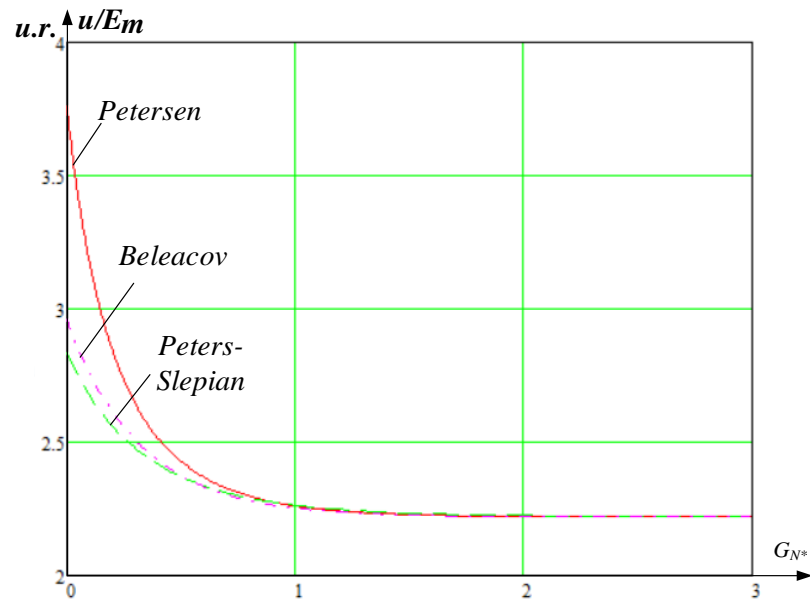
Tensiunile forțate pe fazele sănătoase, la momentul atingerii maximumului pe faza defectată, constituie  $1,5E_m$ , iar amplitudinea componentei libere este egală cu tensiunea pe faza defectată la momentul aprinderii arcului:

$$U_{B\max} = U_{C\max} = 1,5E_m + u_A(t_3) \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta}). \quad (3.129)$$

Dependența supratensiunilor pe fazele după teoria Peters-Slepian, vezi fig. 3.46.

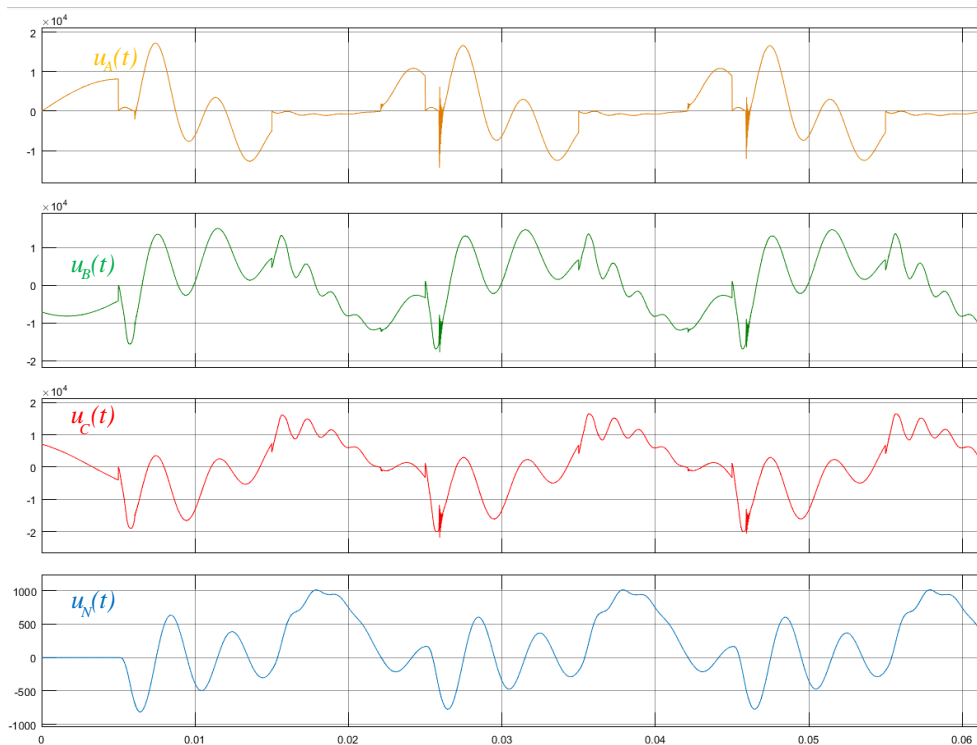
Pentru determinarea supratensiunilor în conformitate cu teoria Beleacov, la fel se va lua în considerație faptul că componenta forțată pe fazele sănătoase, la momentul reaprinderii arcului ( $t_3$ ) constituie  $1,5E_m$ , iar la determinarea componentei libere se va lua în considerație atenuarea introdusă de către rezistor (relația (3.109)):

$$U_{B\max} = 1,5E_m + \left[ E_m + 1,2E_m \cdot e^{-\pi(\partial + G_{N*})} \right] \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta}). \quad (3.130)$$

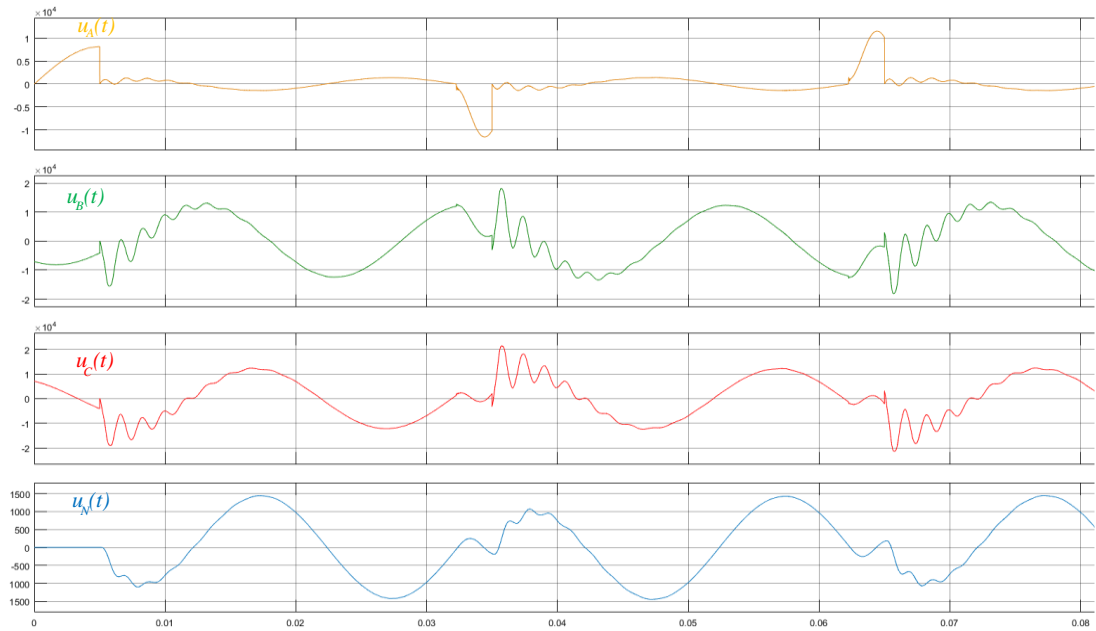


**Fig. 3.45. Dependințele supratensiunii de valoarea conductanței rezistorului construite după diferite teorii [95]**

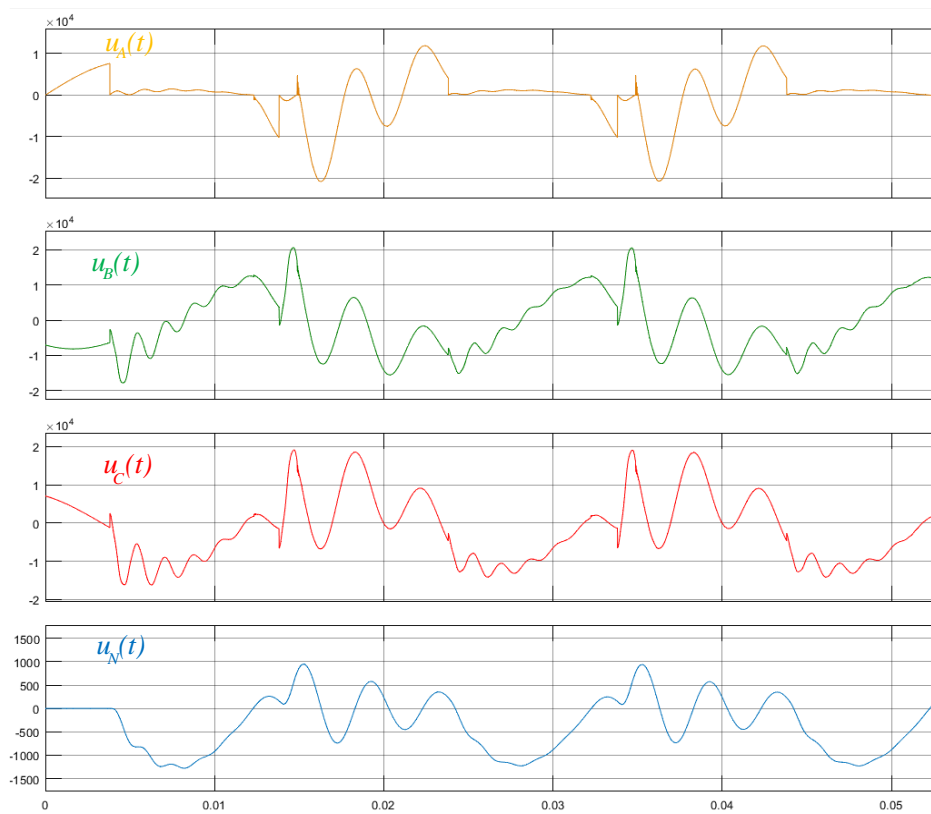
Mai jos se prezintă și curbele tensiunilor obținute prin simulare în conformitate cu teoriile analizate.



**Fig. 3.46. Curbele tensiunilor pe faze sănătoase și pe neutrul rețelei obținute în conformitate cu teoria Petersen [95]**



**Fig. 3.47. Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei obținute în conformitate cu teoria Peters-Slepian [95]**

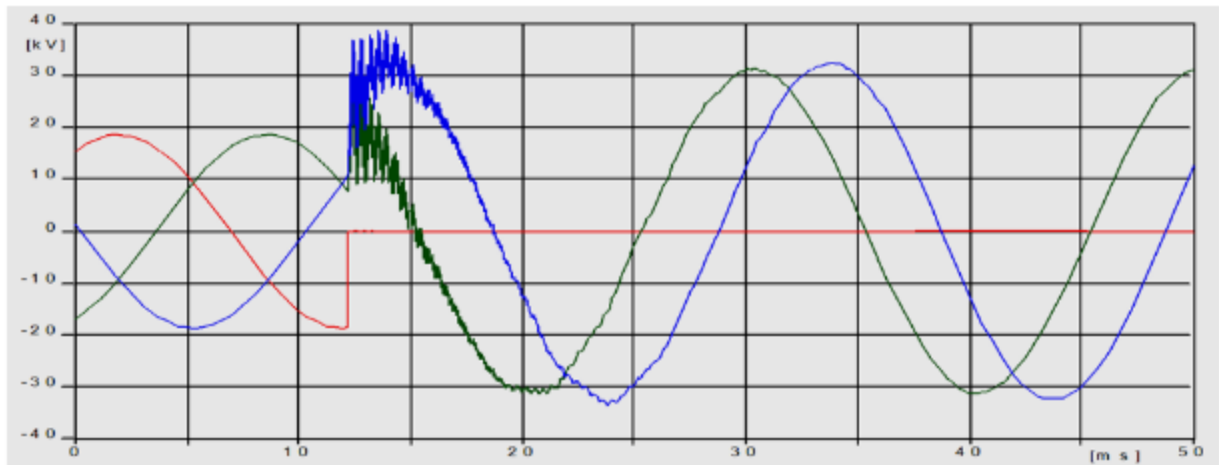


**Fig. 3. 48. Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei obținute în conformitate cu teoria Beleacov [95]**

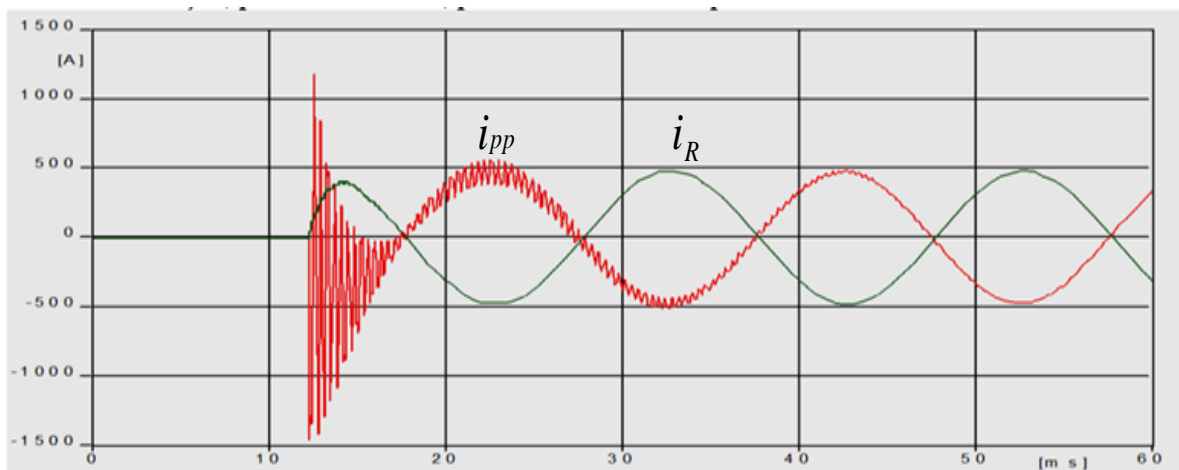
Din curbele prezentate în figurile 3.46-3.48 se observă că în rețeaua electrică cu neutrul tratată prin rezistor, în ipoteza apariției arcului electric intermitent, supratensiunile nu depășesc

$2E_m$ , ceea ce prezintă un avantaj în comparație cu alte metode de tratare a neutrului. La fel, trebuie de menționat faptul că în acest caz este puțin probabilă apariția arcului electric intermitent, deoarece curentul de punere la pământ atinge valori considerabile și arcul arde stabil. Acest regim poate fi considerat staționar și nu tranzitoriu. Și, în sfârșit, în acest caz protecția va fi ajustată la deconectare, ceea ce reduce considerabil influența negativă a acțiunii îndelungate a supratensiunii. Totodată, aceasta reduce riscul electrocutării oamenilor și animalelor, fiindcă defectul se înlătură în câteva secunde, în dependență de temporizarea protecției.

În continuare se prezintă o serie de curbe [87], obținute pe cale experimentală, prin monitorizare unei rețele reale de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistor de valoare joasă.

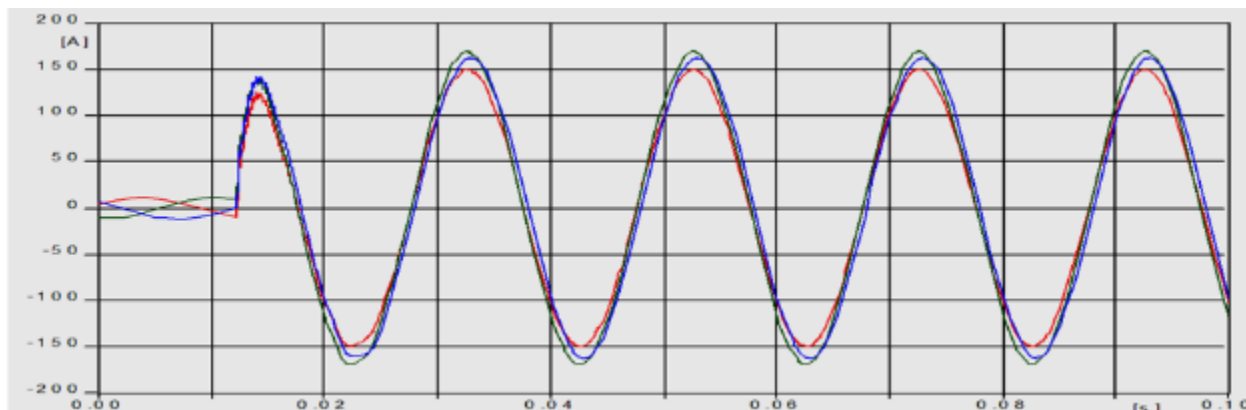


**Fig. 3.49. Curbele tensiunilor pe fazele la prima străpungere a izolației**

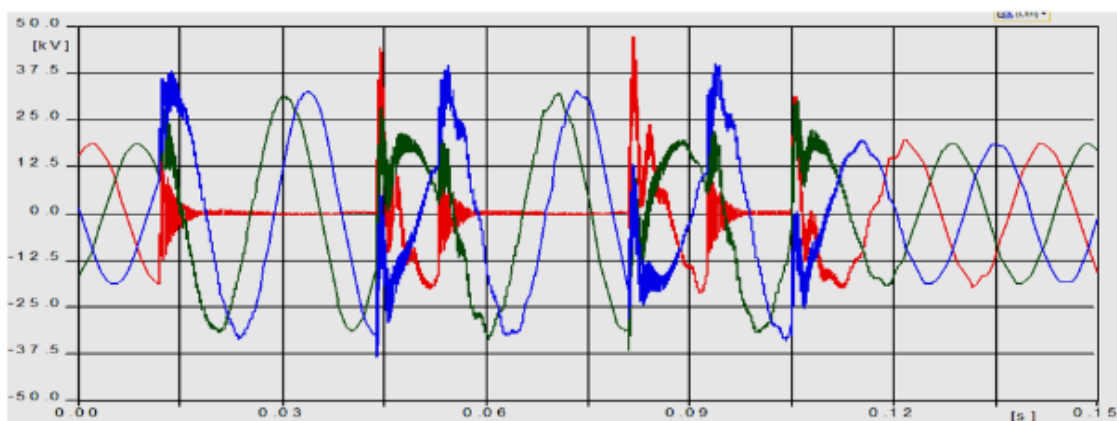


**Fig. 3.50. Curbele curentilor de defect și prin rezistor la prima străpungere a izolației**

Valoarea supratensiunilor la prima aprindere a arcului electric atinge  $2,05E_m$  (fig.3.49), iar în cazul arcului electric intermitent  $2,54E_m$  (fig.3.52).



**Fig. 3.51. Curbele curenților de defect prin transformatorul de neutru artificial (TNA) în cazul unei puneri la pământ stabilizate**



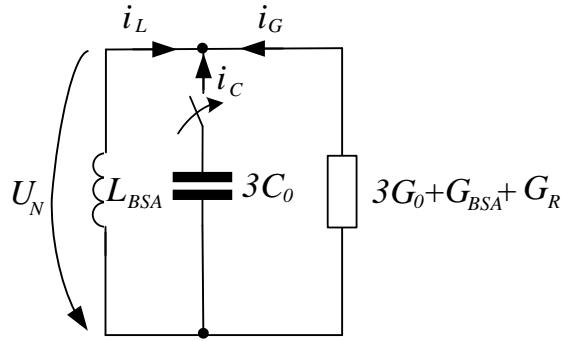
**Fig. 3.52. Curbele tensiunilor pe faze în cazul apariției arcului electric intermitent**

De menționat că valoarea rezistenței rezistorului este puțin mărită decât ar fi optim din punct de vedere al supratensiunilor, din cauză această apar supratensiuni ce depășesc  $2,3E_m$ . Aceasta se face din considerente de micșorare a curentului de s.c. monofazat.

### **3.5. Procese tranzitorii la punerea unei faze la pământ în rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA și rezistor**

Tratarea neutrului prin BSA în paralel cu un rezistor se numește *combinată*. Procesele care au loc la punerea unei faze la pământ, în acest caz, nu se deosebesc principal de cazul tratării neutrului doar prin BSA. Aceasta se explică prin faptul că prezența rezistorului schimbă doar conductanța între neutru și pământ (fig.3.53), ceea ce înseamnă că relațiile deduse pentru cazul tratării doar prin BSA sunt valabile și în acest caz, doar în locurile corespunzătoare trebuie de adăugat conductanța rezistorului ( $G_R$ ).





**Fig. 3.53. Schema echivalentă simplificată a unei rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin BSA în paralel cu un rezistor**

Cu alte cuvinte, rezistorul va influența coeficientul de atenuare (3.128):

$$\partial = \frac{3G_0 + G_{BSA} + G_R}{3\omega C_0}. \quad (3.131)$$

Și, într-o măsură ne semnificativă, pulsația oscilațiilor libere a procesului tranzitoriu:

$$\omega_{st} = \omega \cdot \left| \sqrt{\left(\frac{\partial}{2}\right)^2 - (1-\nu)} \right|. \quad (3.132)$$

Utilizarea acestui regim de tratare a neutrului este actuală în cazul liniilor aeriene, unde are loc nesimetria capacităților fază-pământ. În acest caz, acordarea BSA la rezonanță, sau cu o abatere mică de la această, duce la deplasarea neutrului rețelei în regim normal de funcționare [30]. Dacă nesimetria este pronunțată, pe neutru apare o tensiune de deplasare ce depășește tensiunea admisibilă de  $0,15U_{f,nom}$  [55, 84]. Pentru a asigura această tensiune, în unele cazuri, este necesară o dezacordare a BSA nu mai mică de 20% [12], aceasta scade considerabil eficacitatea BSA atât în regim stabilizat de punere la pământ, cât și în regim tranzitoriu. O alternativă de rezolvare a problemei date este conectarea în paralel cu BSA a unui rezistor, ceea ce, la alegerea corectă, permite acordarea BSA în apropiere de rezonanță cu păstrarea tensiunii pe neutru în limitele normelor în vigoare.

În unele lucrări, de exemplu în [54], se propune utilizarea rezistorului în paralel cu BSA în toate cazurile, chiar și atunci când capacitățile fază-pământ sunt egale, cu scopul micșorării supratensiunilor în cazul punerii la pământ prin arc electric. Aceasta se motivează prin faptul că instalarea rezistorului este mai convenabil din punct de vedere economic, decât instalarea unei BSA cu acordare fină automată.

În acest caz, valoarea rezistorului trebuie aleasă din două condiții:

- ca tensiunea de deplasare a neutrului, în regim normal, să nu depășească  $0,15U_{f,nom}$ ;

- limitarea supratensiunilor care apar la apariția arcului electric intermitent, în cazul dezacordării maxime a BSA, care poate apărea în practica exploatarei.

Reieșind din prima condiție, valoarea rezistorului se va alege din condiția:

$$U_N \leq 0,15U_{f.nom}. \quad (3.133)$$

Tensiunea pe neutru se evaluează cu relația:

$$U_N \approx U_{N.m.g.} \cdot q, \quad (3.134)$$

unde:  $U_{N.m.g.}$  – este tensiunea care apare în urma nesimetriei între capacitățile-pământ a rețelei:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{N.m.g.} &= \frac{\underline{E}_A \cdot j\omega \cdot C_{0A} + \underline{E}_B \cdot j\omega \cdot C_{0B} + \underline{E}_C \cdot j\omega \cdot C_{0C}}{j\omega \cdot (C_{0A} + C_{0B} + C_{0C})} = \\ &= \frac{\underline{E}_A \cdot C_{0A} + \underline{E}_B \cdot C_{0B} + \underline{E}_C \cdot C_{0C}}{C_{0A} + C_{0B} + C_{0C}}. \end{aligned} \quad (3.135)$$

$q = \frac{X_{BSA}}{R_{BSA} + R_N} = \frac{B_{BSA}}{G_{BSA} + G_R}$  – este factorul de calitate a BSA și poate atinge valori mari:

$q=20..200$ .

Luând în considerație (3.133) și (3.134), se poate de scris:

$$U_{N.m.g.} \cdot q \leq 0,15U_{f.nom}. \quad (3.136)$$

Sau:

$$U_{N.m.g.} \cdot \frac{B_{BSA}}{G_{BSA} + G_R} \leq 0,15U_{f.nom}. \quad (3.137)$$

Din (3.137) poate fi determinată conductanța rezistorului:

$$G_R \geq \frac{U_{N.m.g.} \cdot B_{BSA}}{0,15U_{f.nom}} - G_{BSA}. \quad (3.138)$$

Și rezistența rezistorului:

$$R_N = \frac{1}{G_R} \leq \frac{0,15U_{f.nom}}{U_{N.m.g.} \cdot B_{BSA} - 0,15U_{f.nom} \cdot G_{BSA}}. \quad (3.139)$$

Conductanța și susceptanța BSA se pot determina cu relațiile:

$$G_{BSA} = \frac{R_{BSA}}{R_{BSA}^2 + X_{BSA}^2}; \quad B_{BSA} = \frac{X_{BSA}}{R_{BSA}^2 + X_{BSA}^2}. \quad (3.140)$$

În conformitate cu a doua condiție, rezistorul trebuie ales în așa fel, încât să se obțină limitarea supratensiunilor provocate de arcul electric intermitent, la dezacordarea maximă a BSA posibilă în exploatare. Aceasta se va asigura în cazul când tensiunea pe neutrul rețelei, după stingerea arcului electric, va reuși să atenueze până va avea loc suprapunerea amplitudinilor t.e.m. a fazei defectate și a tensiunii pe neutru. Adică timpul maxim, calculat după (3.102) trebuie să satisfacă condiția:

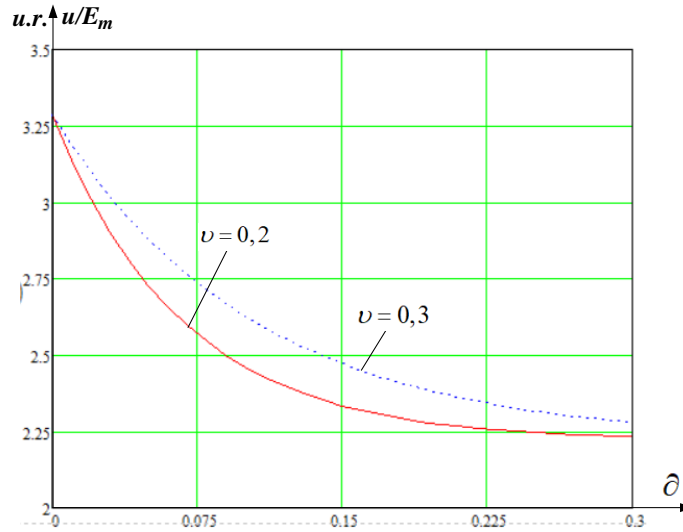
$$t_{\max} \geq 3\tau, \quad (3.141)$$

unde  $\tau$  este constanta de timp, în conformitate cu (3.96):  $\tau = \frac{2}{\partial \cdot \omega}$ , iar cu (3.101):

$$t_{\max} = \frac{\pi}{\omega \cdot |1 - \sqrt{1 - \nu}|}.$$

Relația (3.142), cu luarea în considerație (3.96) și (3.101), devine:

$$\frac{\pi}{\omega \cdot |1 - \sqrt{1 - \nu}|} \geq \frac{6}{\partial \cdot \omega}. \quad (3.142)$$



**Fig. 3.54. Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase în dependență de coeficientul de atenuare, pentru  $\nu = 0,2$  și  $\nu = 0,3$  (obținute de autor)**

Pentru limitarea supratensiunilor, coeficientul de atenuare trebuie să fie:

$$\partial \geq \frac{6 \cdot |1 - \sqrt{1 - \nu}|}{\pi}. \quad (3.143)$$

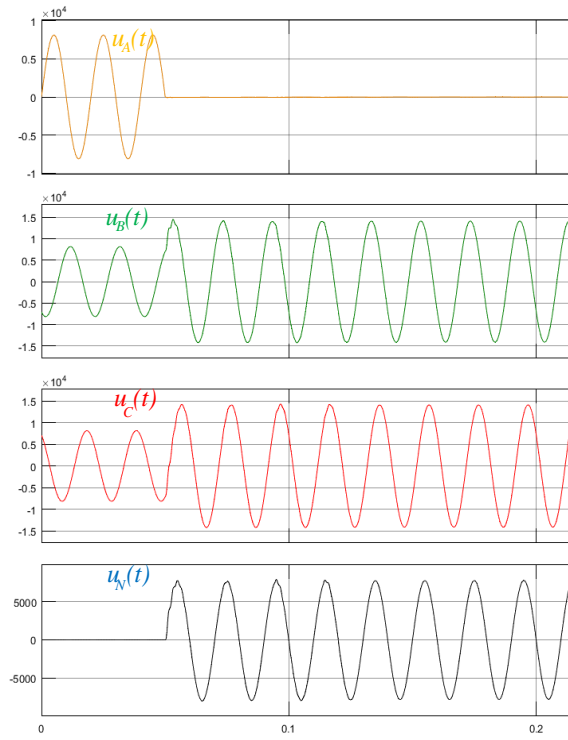
Deoarece:  $\partial = \frac{3G_0 + G_{BSA} + G_R}{3\omega C_0}$ , pentru conductanța rezistorului se obține:

$$G_R \geq \partial \cdot 3\omega C_0 - (3G_0 + G_{BSA}) = \frac{6 \cdot |1 - \sqrt{1 - \nu}|}{\pi} \cdot 3\omega C_0 - (3G_0 + G_{BSA}). \quad (3.144)$$

Dacă rezistorul se alege astfel, încât să satisfacă ambele condiții sus menționate, atunci se alege valoarea ce mai mare a conductanței, determinată din (3.144) și (3.120).

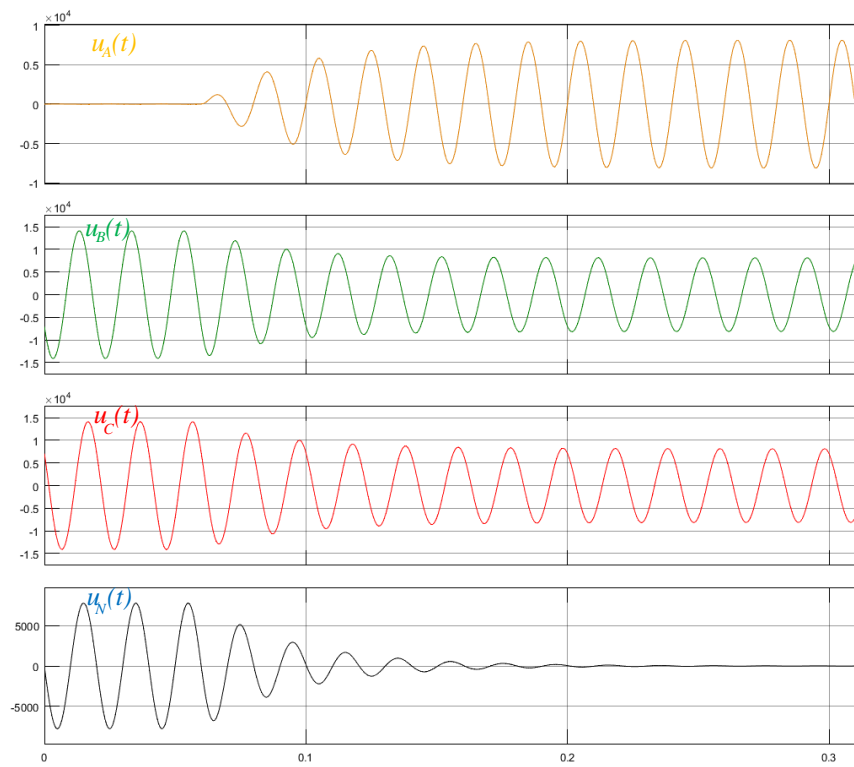
În figura 3.54 sunt prezentate curbele tensiunilor pe fazele sănătoase în dependență de coeficientul de atenuare, pentru  $\nu = 0,2$  și  $\nu = 0,3$ , obținute după relația (3.130):

$$U_{B\max} = 1,5E_m + \left[ E_m + u_N(0) \cdot e^{-\frac{\partial \cdot \pi}{2|1 - \sqrt{1 - \nu}|}} \right] \cdot (1 - k_{\delta}) \cdot (1 - k_C). \quad (3.145)$$



**Fig. 3.55. Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei la prima străpungere (obținute de autor)**

În figura 3.55 sunt prezentate curbele tensiunilor pe faze și pe neutru la prima aprindere a arcului electric, iar în figura 3.56 la stingerea arcului, obținute prin simulare.



**Fig. 3.56. Curbele tensiunilor pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei după prima stingere a arcului electric (obținute de autor)**

Rezultate de simulare analogice sunt prezentate și în [38]. În [86] se aduc exemple obținute prin monitorizarea unei rețele reale din România. Aceste rezultate, în mare măsură, confirmă rezultatele obținute în lucrare.

### **Concluzii la capitolul 3**

1. O soluție de micșorare a tensiunii pe BSA și a curentului ce străbate bobina, în cazul nesimetriei între capacitățile fază-pământ, este conectarea în paralel cu BSA a unui rezistor de valoare mare;
2. Tratarea neutrului prin rezistor de valoare mică creează un curent de punere la pământ destul de mare, ceea ce ușurează acordarea protecției și asigurarea selectivității. Dezavantajul acestei metode este necesitatea deconectării rapide a feederului defectat, ce duce la întreruperea în alimentare cu energie electrică a consumatorilor racordați la acest feeder;
3. În cazul rețelelor electrice de medie tensiune în care curenții de punere la pământ depășesc valorile reglementate de NAIE există două soluții de tratare a neutrului:
  - a. Tradițională pentru Republica Moldova, tratarea prin BSA;
  - b. Tratarea prin rezistor de valoare mică;
4. Din punct de vedere al regimului stabilizat, o variantă optimă este tratarea neutrului prin BSA. Dezavantajul acestei modalități de tratare a neutrului este apariția tensiunii mărite pe BSA și a curentului prin ea, în regim normal de funcționare, din cauza diferenței dintre capacitățile fază-pământ. Această problemă este mai accentuată atunci când în rețea sunt prezente mai multe linii aeriene.

## 4. ALEGEREA MODULUI EFICIENT DE TRATARE A NEUTRULUI ÎN REȚELELE DE DISTRIBUȚIE. STUDII DE CAZ

### 4.1. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ la ST “CENTRALĂ 110/10 kV mun. BĂLȚI” pentru diferite modalități de tratare a neutrului

Elaborarea în capitolul 3 a modelelor matematice a proceselor fizice în rețelele electrice de distribuție pentru diferite moduri de tratare a neutrului a condus la necesitatea unei verificări a acestor modele pentru o rețea concretă de distribuție.

Studiul de caz, realizat în acest scop, pentru rețelele de distribuție ale rețelelor RED-NORD din Republica Moldova, prevede calculul regimurilor rețelei pentru diferite moduri de tratare a neutrului acesteia, modelarea acestor regimuri în programul Matlab Simulink [98, 99, 100,101] compararea rezultatelor obținute și recomandărilor privind modul eficient de tratare a neutrului în condiții concrete.

#### 4.1.1. Determinarea parametrilor pasivi ai rețelei electrice

La stație sunt instalate:

Două transformatoare de putere de tip ТДН-16000/110/11, cu parametrii:  $\Delta P_{sc}=85 \text{ kW}$ ,  $U_{sc}=10,5\%$  (conform ГОСТ-11677-85) și schema de conexiune  $Y_0/\Delta$ -11; la fiecare secție de bare sunt conectate câte un TNA de tip ТМПС-630/10,5/0,23 (Т – трансформатор трехфазный; М – естественная циркуляция воздуха и масла; П – присоединительный; С – специальный (conform ГОСТ-15150)), cu parametrii:  $\Delta P_{sc}=8,63 \text{ kW}$ ,  $U_{sc}=5,5\%$ ,  $\Delta P_0=0,997 \text{ kW}$ ,  $I_{0\%}=0,49\%$ ,  $I_{ln}=34,6 \text{ A}$  și schema de conexiune  $Y_0/\Delta$ -11 [79]; în neutrul fiecărui TNA sunt conectate două BSA de tip: PЗДСОМ-380/10 și PЗДПОМ-480/10.

Capacitățile sumare obținute prin calcul sunt: *pentru secția 1* –  $C_{01}=13,34 \mu F$ ; *pentru secția 2* –  $C_{02}=13 \mu F$ .

Calculul se va realiza pentru *secția 1, feederul nr.2*. Schema feederului nr.2 este prezentată în fig. 41. Locul de punere la pământ se alege aleatoriu și este indicat în fig.4.1.

Calculul parametrilor pentru fiecare element al rețelei:

- *Transformatorul de putere:*

$$R_T = \frac{\Delta P_{sc} \cdot U_{ln}^2}{S_n^2} = \frac{85 \cdot 115^2 \cdot 10^{-3}}{16^2} = 4,39 \Omega;$$

$$Z_T = \frac{U_{sc}}{100} \cdot \frac{U_{ln}^2}{S_n} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,79 \Omega;$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{86,79^2 - 4,39^2} = 86,679 \Omega.$$

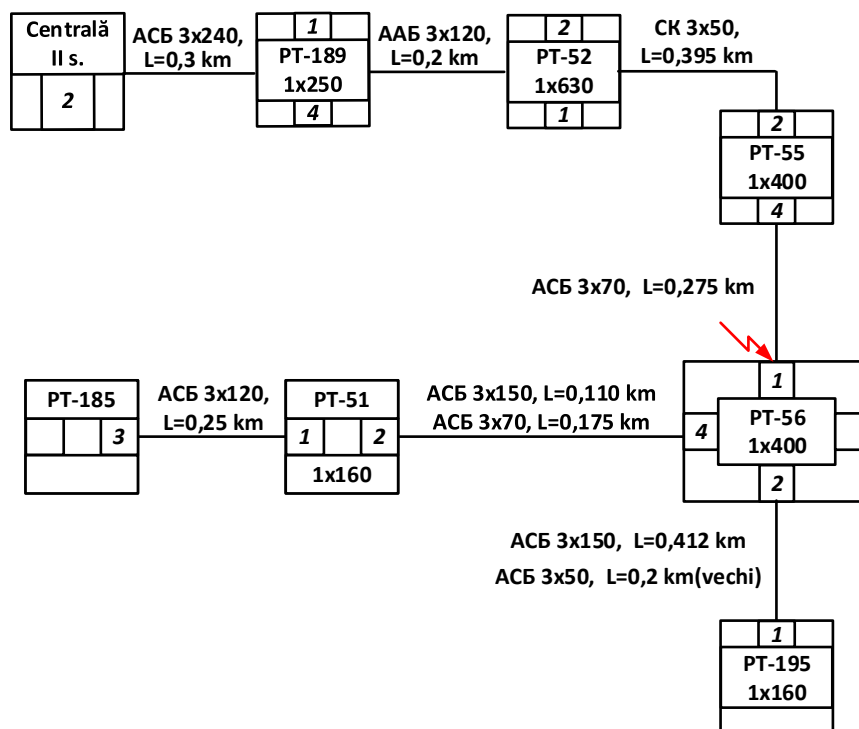


Fig. 4.1. Schema structurală a feederului nr.2 de la ST „Centrală 110/10kV mun. Bălți”

Aceste mărimi trebuie raportate la tensiunea înfășurării secundare:

$$R'_T = R_T \cdot \frac{U_{2n}^2}{U_{1n}^2} = 4,39 \cdot \frac{11^2}{115^2} = 0,04 \Omega;$$

$$X'_T = X_T \cdot \frac{U_{2n}^2}{U_{1n}^2} = 86,679 \cdot \frac{11^2}{115^2} = 0,793 \Omega.$$

- Transformatorul de neutru artificial:

$$R_{TNA} = \frac{\Delta P_{sc} \cdot U_{1n}^2}{S_n^2} = \frac{8,63 \cdot 10,5^2 \cdot 10^{-3}}{0,63^2} = 2,397 \Omega;$$

$$Z_{TNA} = \frac{U_{sc}}{100} \cdot \frac{U_{1n}^2}{S_n} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{0,63} = 9,625 \Omega;$$

$$X_{TNA} = \sqrt{Z_{TNA}^2 - R_{TNA}^2} = \sqrt{9,625^2 - 2,397^2} = 9,322 \Omega.$$

La fel pentru TNA trebuie de determinat impedanța, rezistența și reactanța de magnetizare:

$$Z_{TNAm} = \frac{U_{1n}}{I_0} = \frac{100 \cdot U_{1n}}{I_{0\%} \cdot I_{1n}} = \frac{100 \cdot 10,5 \cdot 10^3}{0,49 \cdot 34,6} = 61932 \Omega;$$

$$R_{TNAm} = \frac{\Delta P_0}{I_0^2} = \frac{10^4 \cdot \Delta P_0}{I_{0\%}^2 \cdot I_{1n}^2} = \frac{10^4 \cdot 0,997 \cdot 10^3}{0,49^2 \cdot 34,6^2} = 34685,73 \Omega;$$

$$X_{TNA_m} = \sqrt{Z_{TNA_m}^2 - R_{TNA_m}^2} = \sqrt{61932^2 - 34685,73^2} = 51307,63 \Omega.$$

- *Bobinele de stingere a arcului electric:*

PЗДCOM-380/10 :  $U_n = 11/\sqrt{3}$  ;  $P_n = 380$  kVA;  $\Delta P_{sc} = 9,0$  kW;  $I_{lim} = 25-50$  A [102, 103];

Parametrii PЗДCOM-380/10 se determină cu relațiile (BSA1 se reglează la regimul minimum):

$$Z_{BSA1} = \frac{U_{1n}}{I_{max}} = \frac{11/\sqrt{3}}{25} = 254 \Omega;$$

$$R_{BSA1} = \frac{\Delta P \cdot U_{1n}^2}{S_{n1}^2} = \frac{9 \cdot (11/\sqrt{3})^2 \cdot 10^{-3}}{0,380^2} = 2,52 \Omega;$$

$$X_{BSA1} = \sqrt{Z_{BSA1}^2 - R_{BSA1}^2} = \sqrt{254^2 - 2,52^2} = 253,987 \Omega.$$

PЗДПОМ-480/10:  $U_n = 11/\sqrt{3}$  ;  $P_n = 480$  kVA;  $\Delta P_{sc} = 10,0$  kW;  $I_{lim} = 7,6-76$  A [104].

Parametrii PЗДCOM-480/10 (BSA2) se determină reieșind din condiția de rezonanță, întrucât, în acest caz, se asigură cele mai favorabile condiții de lucru al rețelei cu o fază pusă la pământ [84]:

$$I_L = I_C \Rightarrow \frac{U_f}{X_{BSA} + X_{TNA}/3} = \frac{3 \cdot U_f}{X_C},$$

unde:

$$X_{BSA} + X_{TNA}/3 = \frac{X_{BSA1} \cdot X_{BSA2}}{X_{BSA1} + X_{BSA2}} + X_{TNA}/3 = \frac{X_C}{3}.$$

$$X_C = \frac{1}{\omega \cdot C_{01}} = \frac{1}{314 \cdot 13,34 \cdot 10^{-6}} = 238,6 \Omega.$$

Reactanța  $X_{BSA}$  și  $X_{BSA2}$  se determină astfel:

$$X_{BSA} = \frac{X_C - X_{TNA}}{3} = \frac{238,6 - 9,322}{3} = 76,426 \Omega;$$

$$X_{BSA2} = \frac{X_{BSA1} \cdot X_{BSA}}{X_{BSA1} - X_{BSA}} = \frac{253,987 \cdot 76,426}{253,987 - 76,426} = 109,321 \Omega.$$

La rândul lor, rezistența și impedanța BSA2 se determină cu relațiile:

$$R_{BSA2} = \frac{\Delta P \cdot U_{1n}^2}{S_{n1}^2} = \frac{10 \cdot (11/\sqrt{3})^2 \cdot 10^{-3}}{0,480^2} = 1,75 \Omega;$$

$$Z_{BSA2} = \sqrt{R_{BSA2}^2 + X_{BSA2}^2} = \sqrt{1,75^2 + 109,321^2} = 109,335 \Omega.$$

Se verifică dacă BSA2 poate fi reglată la așa parametrii:



$$I_{BSA2} = \frac{U_{In}}{Z_{BSA2}} = \frac{11/\sqrt{3}}{109,335} = 58 \text{ A}; \text{ deci se include în banda de reglaj: } 7,6\text{-}76 \text{ A}.$$

Parametrii echivalenți se determină cu relațiile:

$$X_{BSA} = \frac{X_{BSA1} \cdot X_{BSA2}}{X_{BSA1} + X_{BSA2}} = \frac{253,987 \cdot 109,321}{253,987 + 109,321} = 76,426 \text{ } \Omega;$$

$$R_{BSA} = \frac{R_{BSA1} \cdot R_{BSA2}}{R_{BSA1} + R_{BSA2}} = \frac{2,52 \cdot 1,75}{2,52 + 1,75} = 1,033 \text{ } \Omega.$$

- *Cablurile:*

**Tabelul 4.1. Caracteristicile cablurilor [79, 105]**

Parametrii Tipul cablului	L, km	x <sub>0</sub> , Ω/km	r <sub>0</sub> , Ω/km	X, Ω	R, Ω
ACB 3x240	0,3	0,075	0,129	0,0225	0,0387
AAБ 3x120	0,2	0,076	0,258	0,0152	0,0516
CK 3x50	0,395	0,083	0,37	0,0328	0,146
ACB 3x70	0,275	0,086	0,443	0,0236	0,122
Parametrii sumari: X <sub>L</sub> , Ω; R <sub>L</sub> , Ω.				<b>0,094</b>	<b>0,248</b>

#### 4.1.2. Determinarea rezistenței rezistoarelor de legare la pământ

Rezistorul de valoare mică se alege din condiția [12]:

$$R_N \leq \frac{U_f}{I_{C_\Sigma}} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot I_{C_\Sigma}} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot U_l \cdot \omega \cdot C_{01}} = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_{01}} = 79,578 \text{ } \Omega.$$

Din catalog se alege un rezistor de tip *P3H-10*, cu următoarele caracteristici nominale:

$$U_n = 11/\sqrt{3}, R_n = 73 \text{ } \Omega, I_n = 80 \text{ A}, t_{adm} = 10 \text{ s} [102].$$

Rezistorul de valoare mare se alege din condiția:

$$R_N \leq \frac{T/2}{3,6 \cdot C_{01}} = \frac{0,01}{3,6 \cdot C_{01}} = \frac{0,01}{3,6 \cdot 13,34 \cdot 10^{-6}} = 208,23 \text{ } \Omega.$$

În acest caz curentul ce trece prin rezistor va fi:

$$I_{R_N} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot R_N} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 208,23} = 27,73 \text{ A},$$

ceea ce depășește valoare admisibilă de 10 A [41]. Pentru stația electrică analizată nu se recomandă tratarea neutrului prin rezistor de rezistență mare. Însă poate fi utilizată o variantă combinată, și anume BSA și rezistor de valoare înaltă. Considerând că BSA este în regim de supracompensare

( $k=1,1$ ), rezultă că curentul capacitiv nu va depăși 8 A. Aici  $k = \frac{1}{3 \cdot \omega \cdot C_0 \cdot X_{BSA}}$  - coeficientul de compensare a curentului capacitiv.

Din catalog se alege un rezistor de tip *P3H-10*, cu următoarele date nominale:  $U_n = 11/\sqrt{3}$  kV,  $R_n = 500 \Omega$ ,  $I_n = 11,5$  A,  $t_{adm} = 10$  s [102, 104]. Rezistorul se alege conform catalogului, astfel încât curentul prin el să nu depășească cu mult 10 A.

#### 4.1.3. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul izolat

La etapa inițială se vor determina impedanțele elementelor rețelei electrice pentru diferite secvențe.

- *Transformatorul de putere:*

Impedanța de secvență directă:  $\underline{Z}_T^d = R'_T + jX'_T = 0,04 + j0,793 \Omega$ .

Impedanța de secvență inversă:  $\underline{Z}_T^i = \underline{Z}_T^d = R'_T + jX'_T = 0,04 + j0,793 \Omega$ .

Impedanța de secvență homopolară:  $\underline{Z}_T^h \rightarrow \infty$  (La medie tensiune, înfășurările transformatorului sunt conectate în triunghi).

- *Linia:*

Impedanța de secvență directă:  $\underline{Z}_L^d = R_L + jX_L = 0,248 + j0,094 \Omega$ ;

Impedanța de secvență inversă:  $\underline{Z}_L^i = \underline{Z}_L^d = R_L + jX_L = 0,248 + j0,094 \Omega$ ;

Impedanța de secvență homopolară:  $\underline{Z}_L^h = 10 \cdot R_L + 4 \cdot jX_L = 2,48 + j0,376 \Omega$ .

Impedanțele echivalente de diferite secvențe, conform (2.15), se determină astfel:

$$\underline{Z}^d = \underline{Z}_T^d + \underline{Z}_L^d = 0,04 + j0,793 + 0,248 + j0,094 = 0,288 + j0,887 \Omega;$$

$$\underline{Z}^i = \underline{Z}_T^i + \underline{Z}_L^i = 0,04 + j0,793 + 0,248 + j0,094 = 0,288 + j0,887 \Omega;$$

$$\underline{Z}^h = -jX_C = -j238,6 \Omega.$$

Urmând ordinea expusă mai sus se determină curentul prin faza avariata și tensiunile pe fazele sănătoase.

Curenții de diferite secvențe, conform (2.8), vor fi:

$$\begin{aligned} \underline{I}_A^d = \underline{I}_A^i = \underline{I}_A^h &= \frac{\underline{E}_f}{\underline{Z}^d + \underline{Z}^i + \underline{Z}^h} = \frac{10000/\sqrt{3}}{0,288 + j0,887 + 0,288 + j0,887 - j238,6} = \\ &= 0,059 + j24,377 = 24,377 \cdot e^{j89,86^\circ} \text{ A.} \end{aligned}$$

T.e.m.  $\underline{E}_f$  se consideră egală cu tensiunea rețelei.

Tensiunile de diferite secvențe, conform (2.7), vor fi:

$$\underline{U}_A^d = \underline{E}_f - \underline{I}_A^d \cdot \underline{Z}^d = \frac{10000}{\sqrt{3}} - (0,059 + j24,377) \cdot (0,288 + j0,887) = 5795 - j7 \approx 5795 \text{ V};$$

$$\underline{U}_A^i = -\underline{I}_A^i \cdot \underline{Z}^i = -(0,059 + j24,377) \cdot (0,288 + j0,887) = 21,605 - j7 = 22,734 \cdot e^{-j18^\circ} \text{ V};$$

$$\underline{U}_A^h = -\underline{I}_A^h \cdot \underline{Z}^h = -(0,059 + j24,377) \cdot (-j238,6) = -5817 + j14,146 = 5817 \cdot e^{j179,86^\circ} \text{ V}.$$

Curentul de punere la pământ și tensiunile pe fazele sănătoase:

$$\underline{I}_{PP} = \underline{I}_A^d + \underline{I}_A^i + \underline{I}_A^h = 3 \cdot \underline{I}_A^d = 3 \cdot (0,059 + j24,377) = 0,178 + j73,132 = 73,132 \cdot e^{-j89,86^\circ} \text{ A};$$

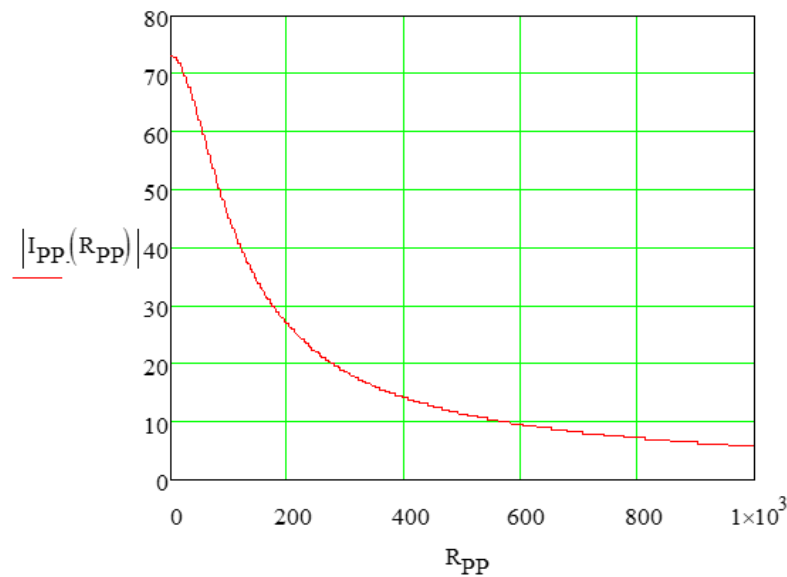
$$\underline{U}_A = \underline{U}_A^d + \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = (5795 - j7) + (21,605 - j7) + (-5817 + j14,146) \approx 0;$$

$$\begin{aligned} \underline{U}_B = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a} \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h &= \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5795 - j7) + \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (21,605 - \\ &- j7) + (-5817 + j14,146) = -8,752 - j4,979 = 10,05 \cdot e^{-j150,29^\circ} \text{ kV}; \end{aligned}$$

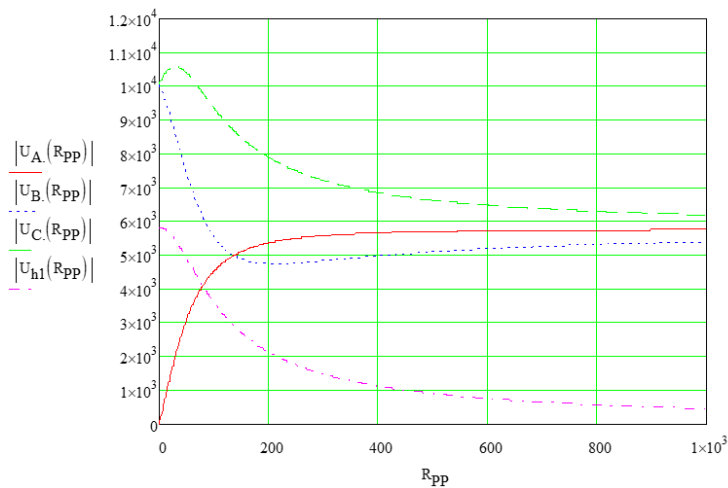
$$\begin{aligned} \underline{U}_C = \underline{a} \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h &= \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5795 - j7) + \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (21,605 - \\ &- j7) + (-5817 + j14,146) = -8,725 + j5,021 = 10,07 \cdot e^{j150,08^\circ} \text{ kV}; \end{aligned}$$

$$\underline{U}_N = \underline{U}_A^h = 5817 \cdot e^{j179,86^\circ} \text{ V}.$$

În fig. 4.2 se prezintă dependențele curentului de punere la pământ, tensiunilor pe fazele față de rezistența de punere la pământ. Rezistența de punere la pământ se consideră în limitele:  $R_{PP} = 0..1000 \Omega$ .



**Fig. 4.2. Dependența curentului de punere la pământ față de rezistența în locul punerii la pământ (obținută de autor)**



**Fig. 4.3. Dependența tensiunilor pe faze față de rezistența în locul punerii la pământ (obținută de autor)**

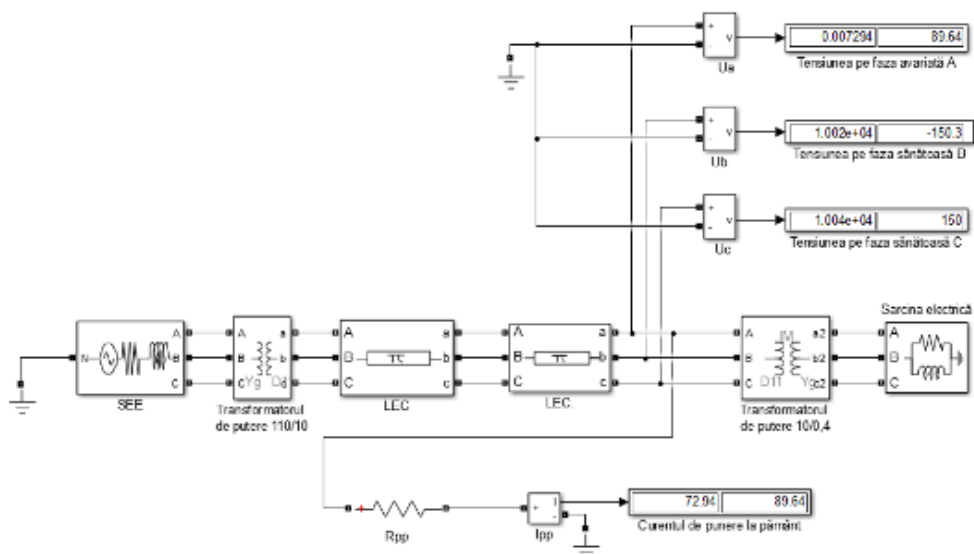
Pentru punerea la pământ metalică se realizează și simularea în mediul Simulink. Schema este prezentată în fig.4.4.

Comparând datele obținute prin calcul cu cele obținute prin simulare se observă că diferențele între ele sunt neglijabile.

**Tabelul 4.2. Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_N, kV$
Calcul	$73,132 \cdot e^{j89,86^\circ}$	0	$10,05 \cdot e^{-j150,29^\circ}$	$10,07 \cdot e^{j150,08^\circ}$	$5,817 \cdot e^{j179,86^\circ}$
Simulare	$72,94 \cdot e^{j89,64^\circ}$	0	$10,02 \cdot e^{-j150,3^\circ}$	$10,04 \cdot e^{j150^\circ}$	-

În fig.4.5, 4.6 se prezintă diagramele vectoriale pentru curentul de punere la pământ și pentru tensiunile pe fazele sănătoase obținute de autor.



**Fig. 4.4. Schema de simulare în programul Simulink pentru neutru izolat**

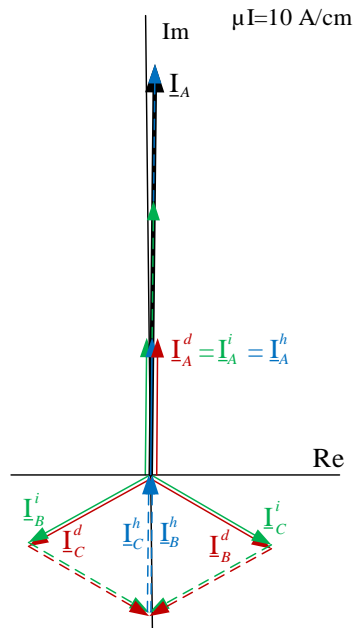
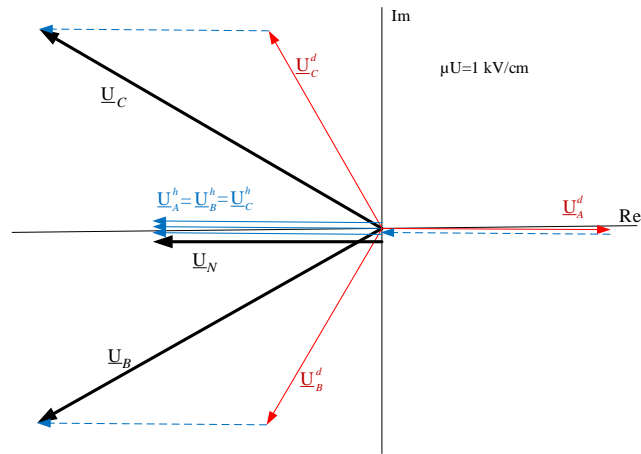
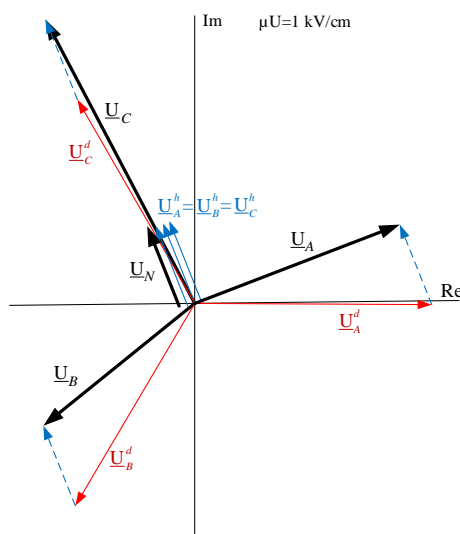


Fig. 4.5. Diagrama vectorială pentru curentul de punere la pământ



a)



b)

Fig. 4.6. Diagramele vectoriale a tensiunilor de fază și pe neutru pentru  $R_{PP}=0 \Omega$  (a) și  $R_{PP}=200 \Omega$  (b)

#### 4.1.4. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutru tratat prin BSA

În acest caz, în schema echivalentă a rețelei electrice mai apar două elemente: TNA și BSA. Impedanțele de diferite secvențe ale acestor elemente sunt:

- *Transformatorul de neutru artificial:*

Impedanța de secvență directă:  $\underline{Z}_{TNA}^d = R_{TNA_m} + jX_{TNA_m} = 34685,73 + j51307,63 \ \Omega$

Impedanța de secvență inversă:  $\underline{Z}_{TNA}^i = \underline{Z}_{TNA}^d = 34685,73 + j51307,63 \ \Omega$ ;

Impedanța de secvență homopolară:  $\underline{Z}_{TNA}^h = \underline{Z}_{TNA} = 2,397 + j9,322 \ \Omega$  (Pentru transformatorul cu schema Y/ $\Delta$ , impedanța de secvență homopolară este egală cu impedanța de secvență directă aferentă regimului de s.c. [81]).

- *Bobina de stingere a arcului electric:*

Pentru BSA impedanțele de diferite secvențe sunt egale între ele:

$$\underline{Z}_N = \underline{Z}_{BSA}^d = \underline{Z}_{BSA}^i = \underline{Z}_{BSA}^h = R_{BSA} + jX_{BSA} = 1,033 + j76,426 \ \Omega$$

Impedanțele echivalente de diferite secvențe, conform (2.16), (2.17) și (2.18), vor fi:

$$\begin{aligned} \underline{Z}^d &= \underline{Z}_L^d + \frac{\underline{Z}_T^d \cdot \underline{Z}_{TNA_m}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNA_m}^d} = 0,248 + j0,094 + \frac{(0,04 + j0,793) \cdot (34685,73 + j51307,63)}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} = \\ &= 0,288 + j0,887 \ \Omega, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}^i &= \underline{Z}_L^i + \frac{\underline{Z}_T^i \cdot \underline{Z}_{TNA_m}^i}{\underline{Z}_T^i + \underline{Z}_{TNA_m}^i} = 0,248 + j0,094 + \frac{(0,04 + j0,793) \cdot (34685,73 + j51307,63)}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} = \\ &= 0,288 + j0,887 \ \Omega, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}^h &= \frac{(\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N) \cdot (-jX_C)}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N - jX_C} = \\ &= \frac{[2,48 + j0,376 + 2,397 + j9,322 + 3 \cdot (1,033 + j76,426)] \cdot (-j238,6)}{2,48 + j0,376 + 2,397 + j9,322 + 3 \cdot (1,033 + j76,426) - j238,6} = 7123 - j562,654 \ \Omega. \end{aligned}$$

La fel, conform (3.19), se calculează t.e.m. echivalentă:

$$\begin{aligned} \underline{E}_e &= \frac{\underline{Z}_{TNA_m}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNA_m}^d} \cdot \underline{E}_f = \frac{34685,73 + j51307,63}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} = \\ &= 5773 - j0,038 \approx 5,773 \text{ kV}. \end{aligned}$$

Urmând ordinea expusă mai sus, se determină curentul prin faza avariata, tensiunile pe faze și tensiunea de deplasare a neutrlui.

Curenții de diferite secvențe, conform (3.8), vor fi:

$$\underline{I}_A^d = \underline{I}_A^i = \underline{I}_A^h = \frac{\underline{E}_e}{\underline{Z}^d + \underline{Z}^i + \underline{Z}^h} = \frac{5,773 \cdot 10^3}{0,288 + j0,887 + 0,288 + j0,887 + 7123 - j562,654} =$$

$$= 0,805 + j0,063 = 0,808 \cdot e^{j4,5^\circ} \text{ A};$$

Tensiunile de diferite secvențe, conform (3.7), vor fi:

$$\underline{U}_A^d = \underline{E}_e - \underline{I}_A^d \cdot \underline{Z}^d = 5773 - (0,805 + j0,063) \cdot (0,288 + j0,887) = 5773 - j0,771 \approx 5,773 \text{ kV};$$

$$\underline{U}_A^i = -\underline{I}_A^i \cdot \underline{Z}^i = -(0,805 + j0,063) \cdot (0,288 + j0,887) = -0,176 - j0,733 \text{ V};$$

$$\underline{U}_A^h = -\underline{I}_A^h \cdot \underline{Z}^h = -(0,805 + j0,063) \cdot (7123 - j562,654) = -5773 + j1,504 \approx -5,773 \text{ kV}.$$

Se determină curentul de punere la pământ și tensiunile pe faze și tensiunea de deplasare a neutrului:

$$\underline{I}_{PP} = \underline{I}_A^d + \underline{I}_A^i + \underline{I}_A^h = 3 \cdot (0,805 + j0,063) = 2,416 + j0,19 = 2,424 \cdot e^{j4,5^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{U}_A = \underline{U}_A^d + \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = (5773 - j0,771) + (-0,176 - j0,733) + (-5773 + j1,504) \approx 0;$$

$$\underline{U}_B = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a} \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5773 - j0,771) + \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \times$$

$$\times (-0,176 - j0,733) + (-5773 + j1,504) = -8,66 - j4,998 = 9,998 \cdot e^{-j150,01^\circ} \text{ kV};$$

$$\underline{U}_C = \underline{a} \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5773 - j0,771) + \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \times$$

$$\times (-0,176 - j0,733) + (-5773 + j1,504) = -8,66 + j5,002 = 10 \cdot e^{j149,99^\circ} \text{ kV}.$$

Tensiunea de deplasare a neutrului electric:

$$\underline{U}_{N1} = \underline{U}_A^h = -5773 + j1,504 \approx -5,773 \text{ kV}.$$

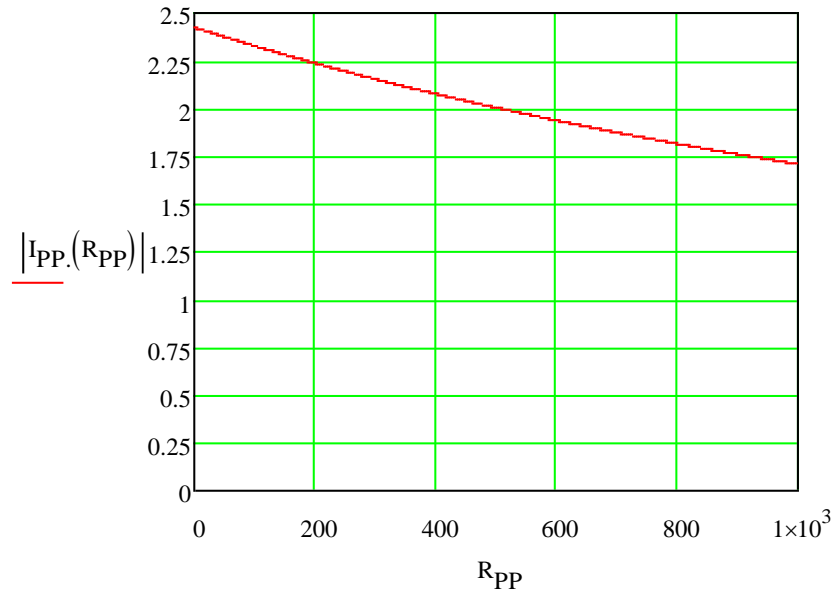
Tensiunea de deplasare a neutrului fizic, format de TNA:

$$\underline{U}_{N2} = \frac{\underline{U}_A^h}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N} \cdot 3 \cdot \underline{Z}_N = \frac{-5773 + j1,504}{(2,48 + j0,376) + (2,397 + j9,322) + 3 \cdot (1,033 + j76,426)} \times$$

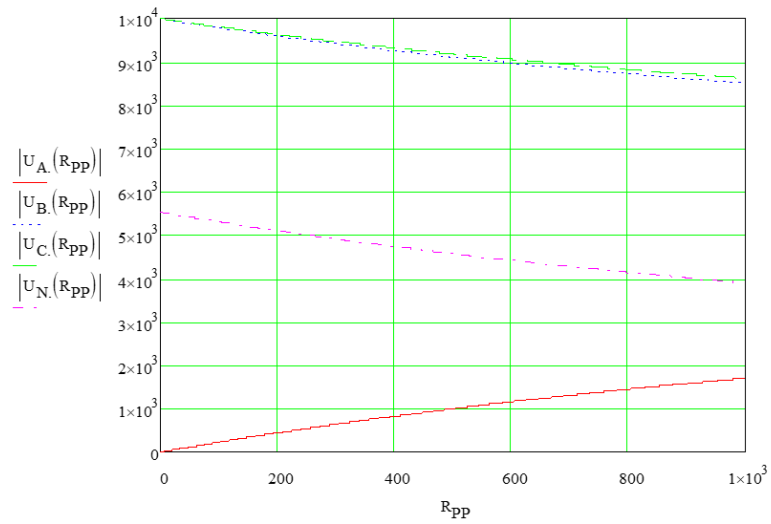
$$\times 3 \cdot (1,033 + j76,426) = -5535 - j108,432 = 5,536 \cdot e^{-j178,88^\circ} \text{ kV}.$$

Diferența între tensiunea de deplasare a neutrului electric și tensiunea de deplasare a neutrului fizic se explică prin căderea de tensiune pe TNA.

În fig. 4.7, 4.8 se prezintă dependențele curentului de punere la pământ, tensiunilor pe faze și tensiunii pe neutrul al rețelei față de rezistența de punere la pământ (obținute de autor). Rezistența de punere la pământ se consideră în limitele:  $R_{PP}=0..1000 \ \Omega$  (fig.4.7, a, b) și  $R_{PP}=0..2000 \ \Omega$  (fig.4.8, a, b).



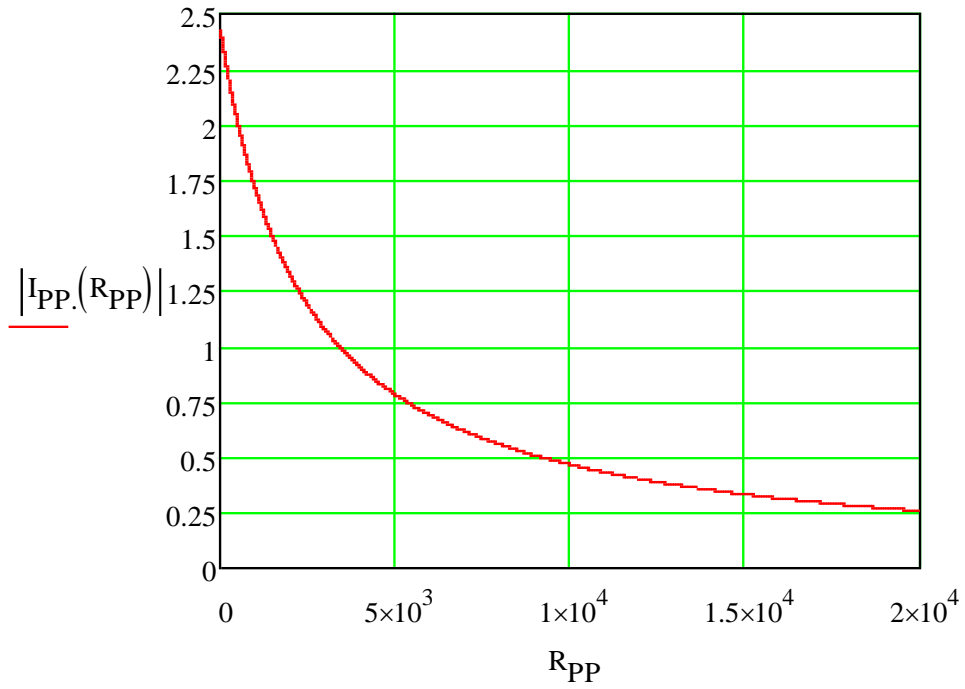
a)



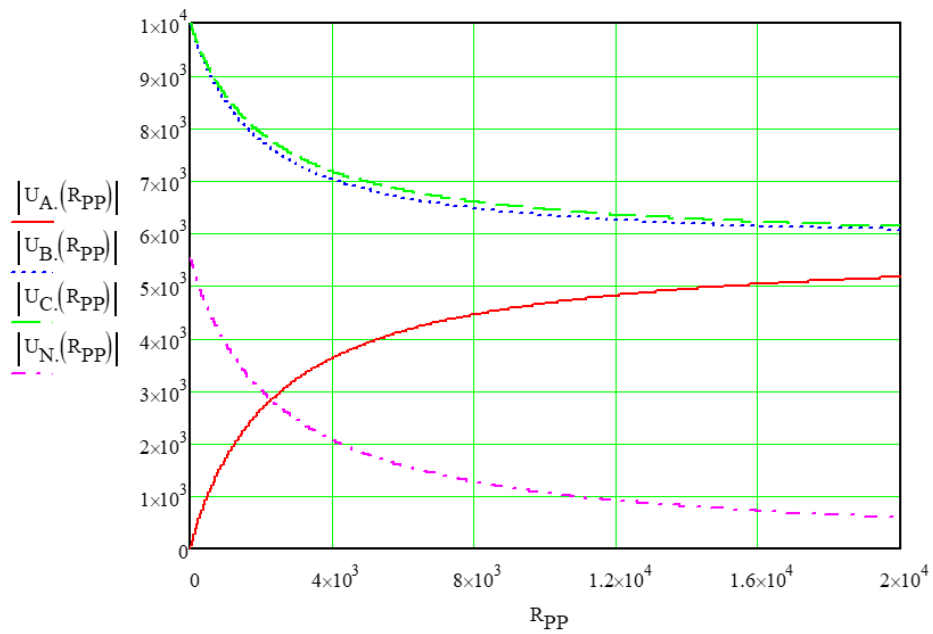
b)

**Fig. 4.7. Dependența curentului de punere la pământ (a) și a tensiunilor pe faze (b) față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..1000 \Omega$ )**





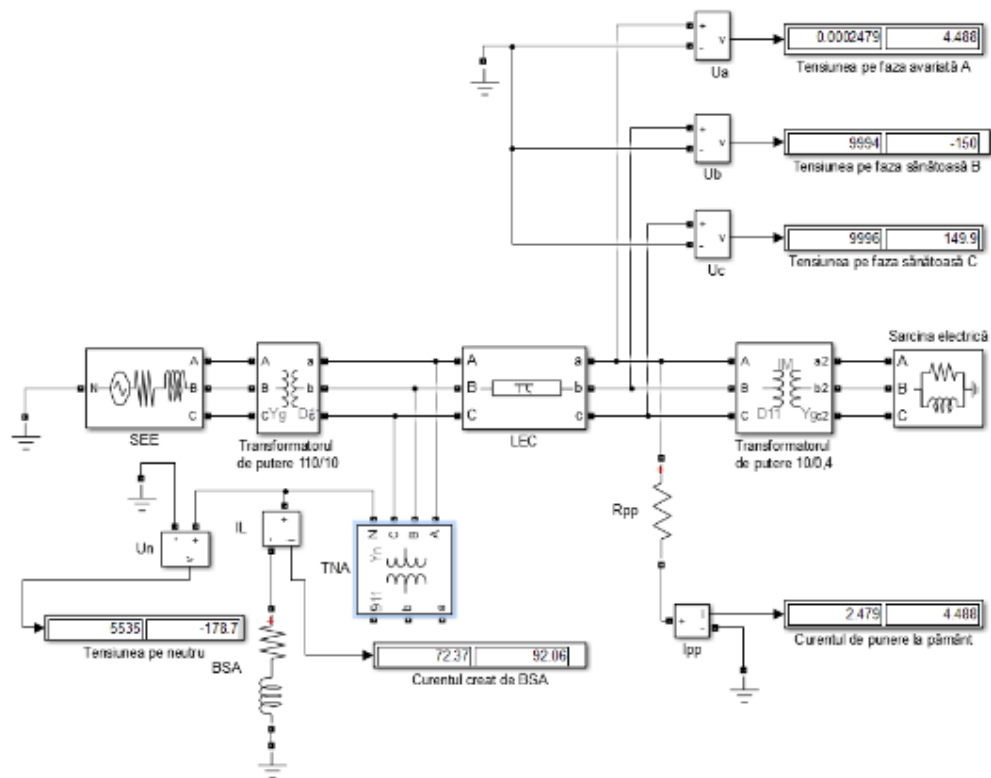
a)



b)

**Fig. 4.8. Dependența curentului de punere la pământ (a) și a tensiunilor pe faze (b) față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..20\ 000\ \Omega$ )**

Pentru punerea la pământ metalică se realizează și simularea în mediul Simulink. Schema este prezentată în fig.4.9.

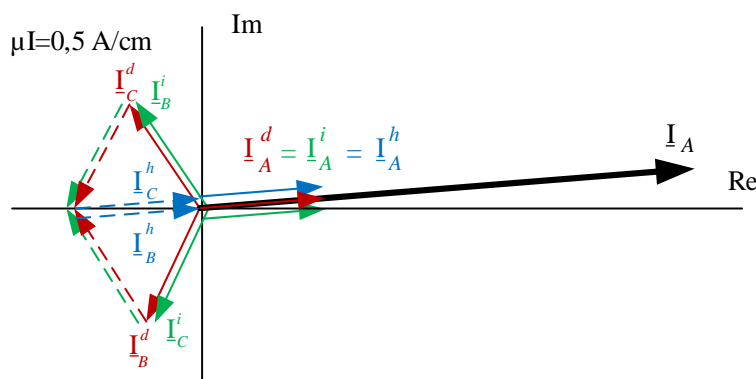


**Fig. 4.9. Schema de simulare în programul Simulink compensat prin BSA**

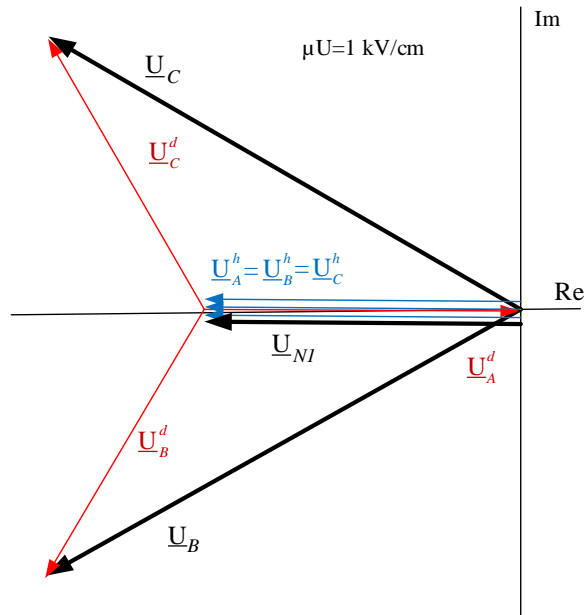
**Tabelul 4.3. Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare**

	$I_{pp}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N2}, kV$
Calcul	$2,424 \cdot e^{j4,5^\circ}$	0	$9,998 \cdot e^{-j150,01^\circ}$	$10 \cdot e^{j149,99^\circ}$	$5,536 \cdot e^{-j178,88^\circ}$
Simulare	$2,479 \cdot e^{j4,488^\circ}$	0	$9,994 \cdot e^{-j150^\circ}$	$9,996 \cdot e^{j149,9^\circ}$	$5,535 \cdot e^{-j178,7^\circ}$

În fig. 4.10, 4.11 se prezintă diagramele vectoriale pentru curentul de punere la pământ, pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pentru tensiunea pe neutrul rețelei, obținute de autor.



**Fig. 4.10. Diagrama vectorială pentru curentul de punere la pământ**



**Fig. 4.11. Diagrama vectorială pentru tensiunile pe fazele sănătoase și de deplasare a neutrlui electric la punerea metalică la pământ**

#### 4.1.5. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutru tratat prin rezistor cu rezistență de valoare mică

Rezistența rezistorului de valoare mică s-a ales mai sus:

$$\underline{Z}_N = R_N = 73 \Omega$$

Impedanțele de diferite secvențe, conform (3.16), (3.17) și (3.18), vor fi:

$$\begin{aligned} \underline{Z}^d &= \underline{Z}_L^d + \frac{\underline{Z}_T^d \cdot \underline{Z}_{TNAm}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNAm}^d} = 0,248 + j0,094 + \frac{(0,04 + j0,793) \cdot (34685,73 + j51307,63)}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} = \\ &= 0,288 + j0,887 \Omega, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}^i &= \underline{Z}_L^i + \frac{\underline{Z}_T^i \cdot \underline{Z}_{TNAm}^i}{\underline{Z}_T^i + \underline{Z}_{TNAm}^i} = 0,248 + j0,094 + \frac{(0,04 + j0,793) \cdot (34685,73 + j51307,63)}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} = \\ &= 0,288 + j0,887 \Omega, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}^h &= \frac{(\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N) \cdot (-jX_C)}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N - jX_C} = \frac{[2,48 + j0,376 + 2,397 + j9,322 + 3 \cdot 73] \cdot (-j238,6)}{2,48 + j0,376 + 2,397 + j9,322 + 3 \cdot 73 - j238,6} = \\ &= 124,33 - j111,485 \Omega. \end{aligned}$$

La fel, conform (3.19), se calculează t.e.m. echivalentă:

$$\begin{aligned} \underline{E}_e &= \frac{\underline{Z}_{TNAm}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNAm}^d} \cdot \underline{E}_f = \frac{34685,73 + j51307,63}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} = \\ &= 5773 - j0,038 \approx 5,773 \text{ kV}. \end{aligned}$$

Urmând ordinea expusă mai sus se determină curentul prin faza defectată, tensiunile pe faze și tensiunea de deplasare a neutrlui.

Curenții de diferite secvențe, conform (3.8), vor fi:

$$\begin{aligned}\underline{I}_A^d = \underline{I}_A^i = \underline{I}_A^h &= \frac{\underline{E}_e}{\underline{Z}^d + \underline{Z}^i + \underline{Z}^h} = \frac{5733}{0,288 + j0,887 + 0,288 + j0,887 + 124,33 - j111,485} = \\ &= 26,092 + j22,918 = 34,728 \cdot e^{j41,3^\circ} \text{ A.}\end{aligned}$$

Tensiunile de diferite secvențe, conform (3.7), vor fi:

$$\begin{aligned}\underline{U}_A^d &= \underline{E}_e - \underline{I}_A^d \cdot \underline{Z}^d = 5773 - (26,092 + j22,918) \cdot (0,288 + j0,887) = \\ &= 5786 - j29,782 = 5,768 \cdot e^{-j0,3^\circ} \text{ kV};\end{aligned}$$

$$\underline{U}_A^i = -\underline{I}_A^i \cdot \underline{Z}^i = -(26,092 + j22,918) \cdot (0,288 + j0,887) = -12,813 - j29,782 \text{ V};$$

$$\underline{U}_A^h = -\underline{I}_A^h \cdot \underline{Z}^h = -(26,092 + j22,918) \cdot (124,33 - j111,485) = -5799 + j59,527 = 5,8 \cdot e^{j179,41^\circ} \text{ kV}.$$

Curentul de punere la pământ și tensiunile se vor determina astfel:

$$\underline{I}_{PP} = \underline{I}_A^d + \underline{I}_A^i + \underline{I}_A^h = 3 \cdot (26,092 + j22,918) = 78,277 + j68,754 = 104,184 \cdot e^{j41,3^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{U}_A = \underline{U}_A^d + \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = (5786 - j29,782) + (-12,813 - j29,782) + (-5799 + j59,527) \approx 0;$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_B &= \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a} \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5786 - j29,782) + \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (-12,813 - \\ &- j29,782) + (-5799 + j59,527) = -8,699 - j4,911 = 9,989 \cdot e^{-j150,55^\circ} \text{ kV};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{U}_C &= \underline{a} \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5786 - j29,782) + \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \times \\ &\times (-12,813 - j29,782) + (-5799 + j59,527) = -8,699 + j5,089 = 10,08 \cdot e^{j149,67^\circ} \text{ kV}\end{aligned}$$

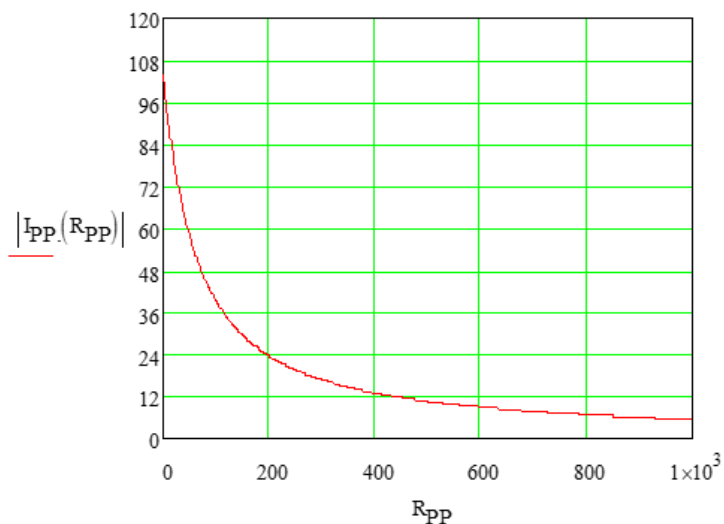
Tensiunea de deplasare a neutrlui electric:

$$\underline{U}_{N1} = \underline{U}_A^h = -5799 + j59,527 = 5,8 \cdot e^{j179,41^\circ} \text{ kV}.$$

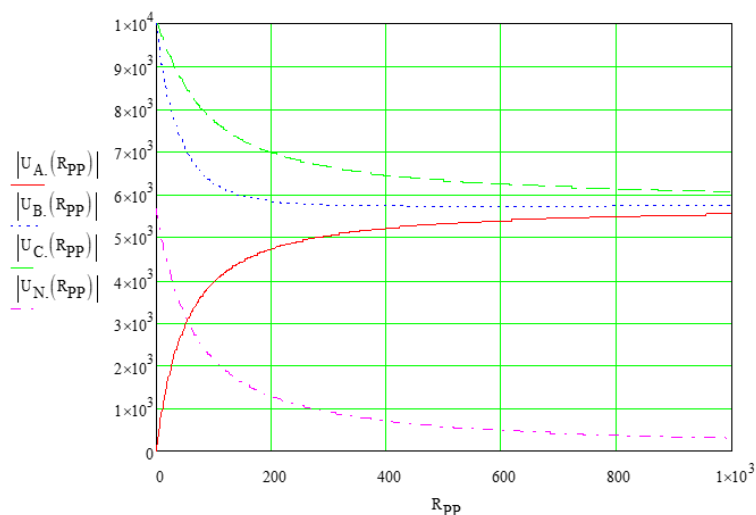
Tensiunea de deplasare a neutrlui fizic, format de TNA:

$$\begin{aligned}\underline{U}_{N2} &= \frac{\underline{U}_A^h}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N} \cdot 3 \cdot \underline{Z}_N = \frac{-5799 + j59,527}{(2,48 + j0,376) + (2,397 + j9,322) + 3 \cdot 73} \cdot \\ &\cdot 3 \cdot 73 = -5660 + j303,4 = 5,668 \cdot e^{j176,93^\circ} \text{ kV}.\end{aligned}$$

În fig. 4.12 și 4.13 se prezintă dependențele curentului de punere la pământ, tensiunilor pe faze și tensiunii pe neutrlul rețelei față de rezistența de punere la pământ (obținute de autor). Rezistența de punere la pământ se consideră în limitele:  $R_{PP} = 0..1000 \ \Omega$  (fig.4.12 și fig.4.13).



**Fig. 4.12. Dependența curentului de punere la pământ față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..1000 \Omega$ )**



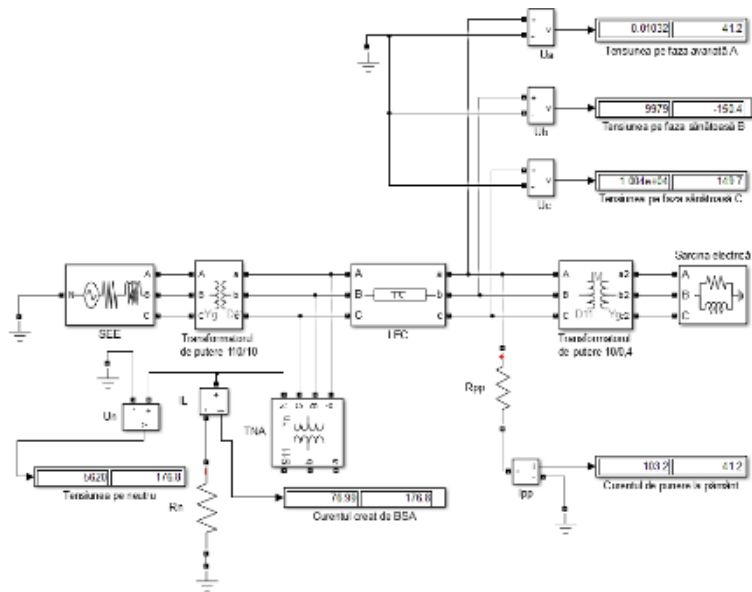
**Fig. 4.13. Dependența tensiunilor pe faze și pe neutrul rețelei față de rezistența în locul punerii la pământ ( $R_{PP}=0..1000 \Omega$ )**

Pentru punerea la pământ metalică se realizează și simularea în mediul Simulink. Schema este prezentată mai jos.

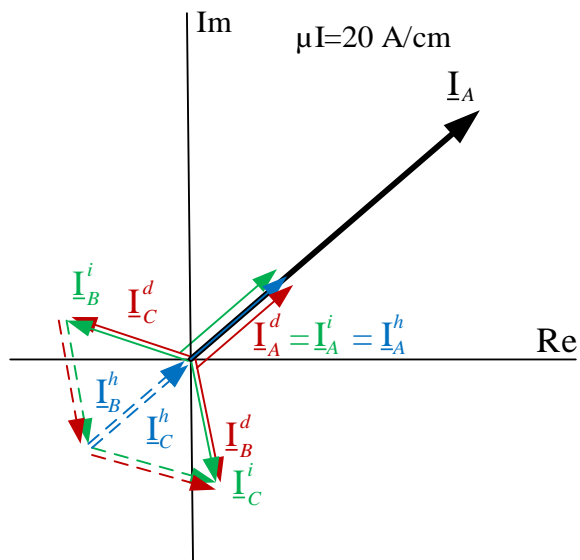
**Tabelul 4.4. Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N2}, kV$
Calcul	$104,184 \cdot e^{j41,3^\circ}$	0	$9,989 \cdot e^{-j150,55^\circ}$	$10,08 \cdot e^{j149,67^\circ}$	$5,668 \cdot e^{j176,93^\circ}$
Simulare	$103,2 \cdot e^{j148,8^\circ}$	0	$9,979 \cdot e^{-j150,4^\circ}$	$10,04 \cdot e^{j149,7^\circ}$	$5,62 \cdot e^{j176,8^\circ}$

În figurile 4.15, 4.16 și 4.17 se prezintă diagramele vectoriale pentru curentul de punere la pământ, pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pentru tensiunea pe neutrul rețelei (obținute de autor).



**Fig. 4.14. Schema de simulare în programul Simulink pentru neutru tratat prin rezistor de rezistență mică**



**Figura 4.15. Diagrama vectorială pentru curentul de punere la pământ**

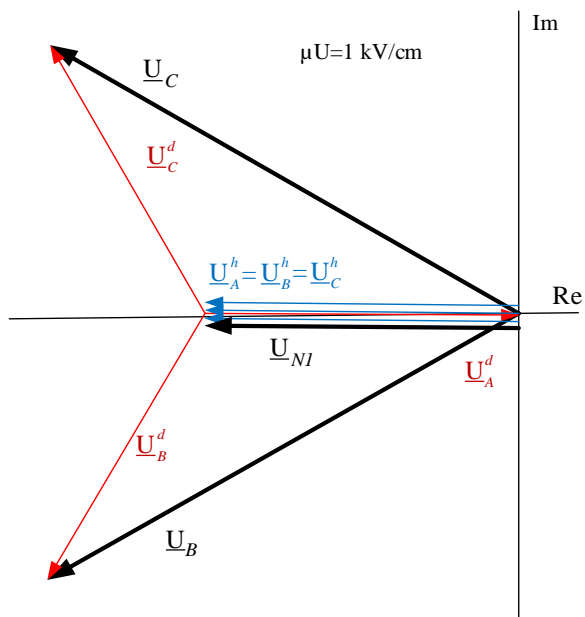


Fig. 4.16. Diagramele vectoriale pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei electrice la  $R_{PP}=0 \Omega$

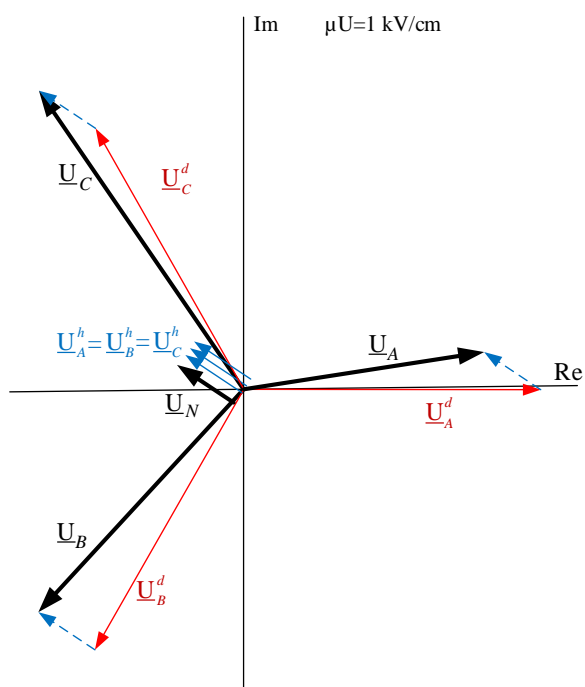


Fig. 4.17. Diagramele vectoriale a tensiunilor de fază și pe neutru pentru  $R_{PP}=200 \Omega$

4.1.6. Calculul mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA în paralel cu rezistor de valoare mare

Rezistența de valoare mare s-a ales mai sus:  $R_N = 500 \Omega$ .

$$\underline{Z}_N = \frac{\underline{Z}_{BSA} \cdot R_N}{\underline{Z}_{BSA} + R_N} = \frac{(1,033 + j76,426) \cdot 500}{(1,033 + j76,426) + 500} = 12,377 + j74,38 \Omega.$$

Impedanțele de diferite secvențe, conform (3.16), (3.17) și (3.18), vor fi:

$$\underline{Z}^d = \underline{Z}_L^d + \frac{\underline{Z}_T^d \cdot \underline{Z}_{TNAm}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNAm}^d} = 0,248 + j0,094 + \frac{(0,04 + j0,793) \cdot (34685,73 + j51307,63)}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} =$$

$$= 0,288 + j0,887 \ \Omega;$$

$$\underline{Z}^i = \underline{Z}_L^i + \frac{\underline{Z}_T^i \cdot \underline{Z}_{TNAm}^i}{\underline{Z}_T^i + \underline{Z}_{TNAm}^i} = 0,248 + j0,094 + \frac{(0,04 + j0,793) \cdot (34685,73 + j51307,63)}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} =$$

$$= 0,288 + j0,887 \ \Omega;$$

$$\underline{Z}^h = \frac{(\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N) \cdot (-jX_C)}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N - jX_C} =$$

$$= \frac{[2,48 + j0,376 + 2,397 + j9,322 + 3 \cdot (12,377 + j74,38)] \cdot (-j238,6)}{2,48 + j0,376 + 2,397 + j9,322 + 3 \cdot (12,377 + j74,38) - j238,6} = 1330 - j55,778 \ \Omega.$$

La fel, conform (3.19), se calculează t.e.m. echivalentă:

$$\underline{E}_e = \frac{\underline{Z}_{TNAm}^d}{\underline{Z}_T^d + \underline{Z}_{TNAm}^d} \cdot \underline{E}_f = \frac{34685,73 + j51307,63}{0,04 + j0,793 + 34685,73 + j51307,63} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} =$$

$$= 5773 - j0,038 \approx 5,773 \text{ kV}.$$

Urmând ordinea expusă mai sus se determină curentul prin faza avariata, tensiunile pe faze și tensiunea de deplasare a neutrlui.

Curenții de diferite secvențe, conform (3.8), vor fi:

$$\underline{I}_A^d = \underline{I}_A^i = \underline{I}_A^h = \frac{\underline{E}_{ech}}{\underline{Z}^d + \underline{Z}^i + \underline{Z}^h} = \frac{5773}{0,288 + j0,887 + 0,288 + j0,887 + 1330 - j55,778} =$$

$$= 4,331 + j0,176 = 4,335 \cdot e^{j2,32^\circ} \text{ A}.$$

Tensiunile de diferite secvențe, conform (3.7), vor fi:

$$\underline{U}_A^d = \underline{E}_{ech} - \underline{I}_A^d \cdot \underline{Z}^d = 5773 - (4,331 + j0,176) \cdot (0,288 + j0,887) = 5772 - j3,93 \approx 5772 \text{ kV};$$

$$\underline{U}_A^i = -\underline{I}_A^i \cdot \underline{Z}^i = -(4,331 + j0,176) \cdot (0,288 + j0,887) = -1,09 - j3,9 \text{ V};$$

$$\underline{U}_A^h = -\underline{I}_A^h \cdot \underline{Z}^h = -(4,331 + j0,176) \cdot (1330 - j55,778) = -5771 + j7,822 =$$

$$= 5,771 \cdot e^{j179,92^\circ} \text{ kV}.$$

Se determină curentul de punere la pământ și tensiunile pe faze și pe neutru:

$$\underline{I}_{PP} = \underline{I}_A^d + \underline{I}_A^i + \underline{I}_A^h = 3 \cdot (4,331 + j0,176) = 13 + j0,52 = 13,04 \cdot e^{j2,32^\circ} \text{ A};$$

$$\underline{U}_A = \underline{U}_A^d + \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = (5772 - j3,93) + (-1,09 - j3,9) + (-5771 + j7,822) \approx 0;$$



$$\underline{U}_B = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a} \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5772 - j3,93) + \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (-1,09 - j3,9) + (-5771 + j7,822) = -8,657 - j4,988 = 9,991 \cdot e^{-j150,05^\circ} \text{ kV};$$

$$\underline{U}_C = \underline{a} \cdot \underline{U}_A^d + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_A^i + \underline{U}_A^h = \left( -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (5772 - j3,93) + \left( -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \cdot (-1,09 - j3,9) + (-5771 + j7,822) = -7,937 + j4,757 = 10 \cdot e^{j149,93^\circ} \text{ kV}.$$

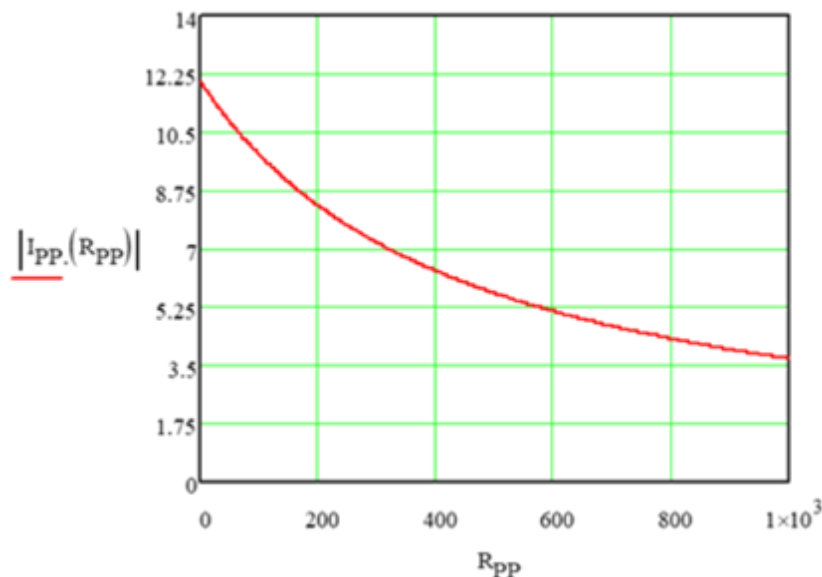
Tensiunea de deplasare a neutrului electric:

$$\underline{U}_{N1} = \underline{U}_A^h = -5771 + j7,822 = 5,771 \cdot e^{j179,92^\circ} \text{ kV}.$$

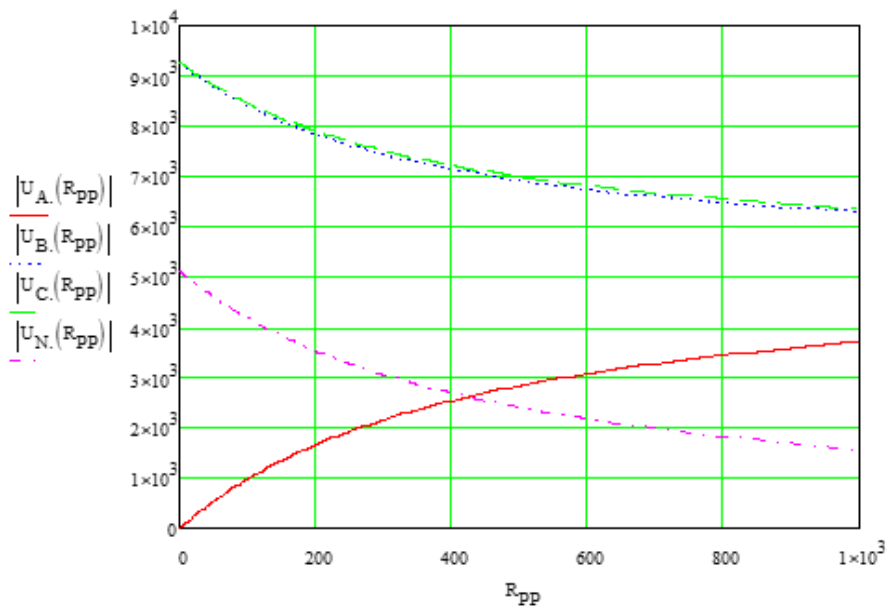
Tensiunea de deplasare a neutrului fizic, format de TNA:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{N2} &= \frac{\underline{U}_A^h}{\underline{Z}_L^h + \underline{Z}_{TNA}^h + 3 \cdot \underline{Z}_N} \cdot 3 \cdot \underline{Z}_N = \\ &= \frac{-5771 + j7,822}{(2,48 + j0,376) + (2,397 + j9,322) + 3 \cdot (12,377 + j74,38)} \cdot 3 \cdot (12,377 + j74,38) = -5517 - j64,6 = 5,518 \cdot e^{-j179,3^\circ} \text{ kV}. \end{aligned}$$

În 4.18 și 4.19 se prezintă dependențele curentului de punere la pământ, tensiunilor pe faze și tensiunii pe neutrul rețelei față de rezistența de punere la pământ (obținute de autor). Rezistența de punere la pământ se consideră în limitele:  $R_{PP} = 0..1000 \Omega$  (fig.4.18 și fig.5.19).

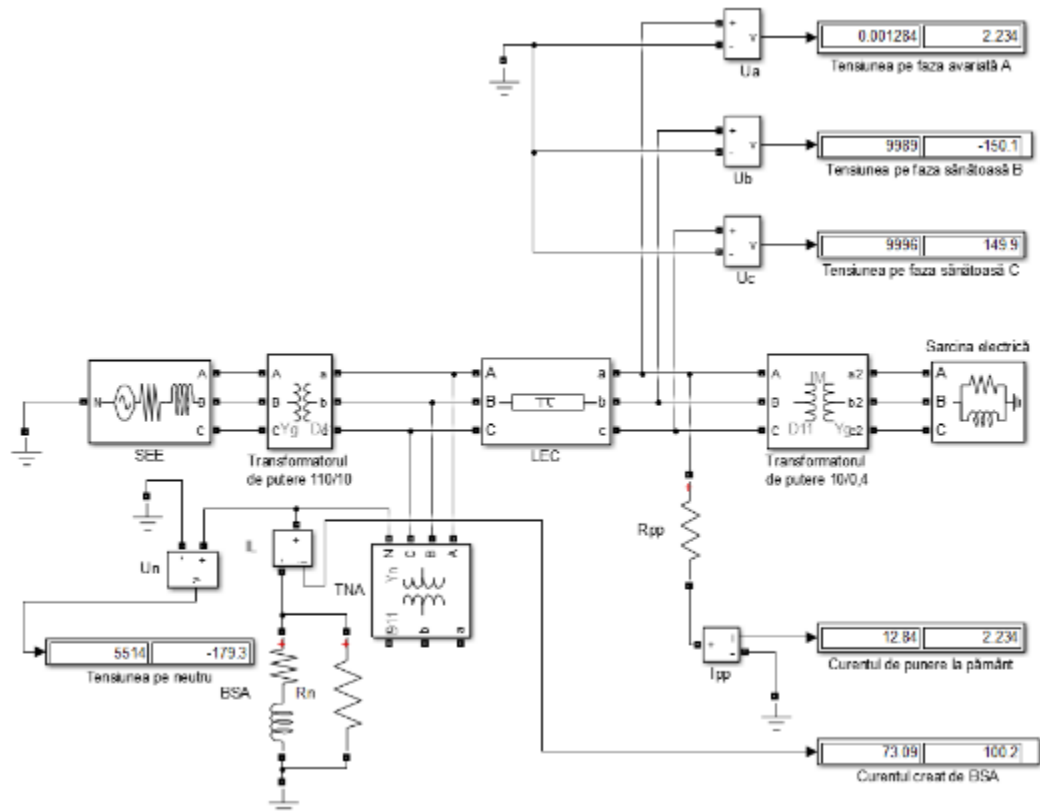


**Fig. 4.18. Dependența curentului de punere la pământ față de rezistența în locul punerii la pământ**



**Fig. 4.19. Dependența tensiunilor pe faze față de rezistența în locul punerii la pământ**

Pentru regimul de punere la pământ metalică se realizează și simularea în mediul Simulink. Schema este prezentată mai jos.



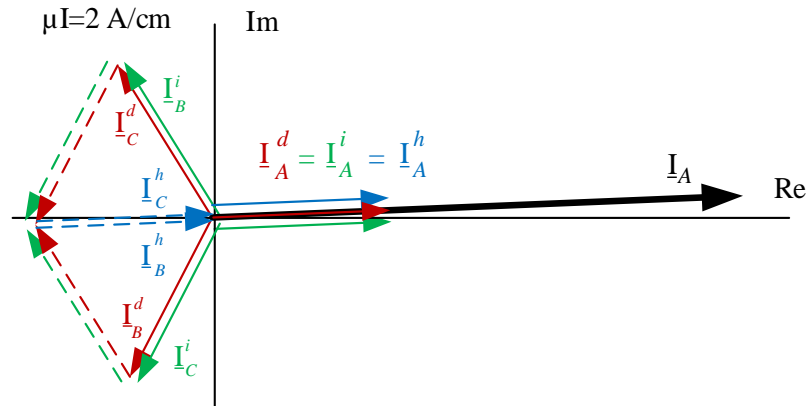
**Fig. 4.20. Schema de simulare în programul Simulink în cazul tratării neutriului prin BSA în paralel cu un rezistor de rezistență mare**

Comparând datele obținute prin calcul cu cele obținute prin simulare se observă că diferențele între ele sunt neglijabile.

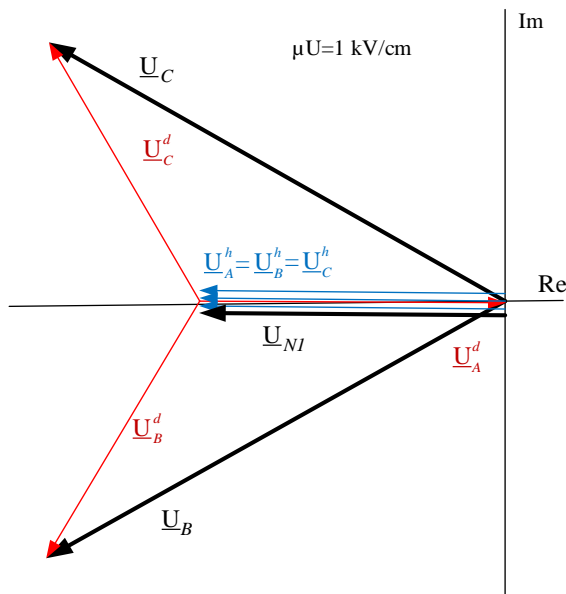
**Tabelul 4.5. Compararea datelor obținute prin calcul și prin simulare**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N2}, kV$
Calcul	$13,04 \cdot e^{j1,45^\circ}$	0	$9,991 \cdot e^{-j150,05^\circ}$	$10 \cdot e^{j149,93^\circ}$	$5,518 \cdot e^{j179,3^\circ}$
Simulare	$12,84 \cdot e^{j2,23^\circ}$	0	$9,989 \cdot e^{-j150,1^\circ}$	$9,996 \cdot e^{j149,9^\circ}$	$5,514 \cdot e^{-j179,3^\circ}$

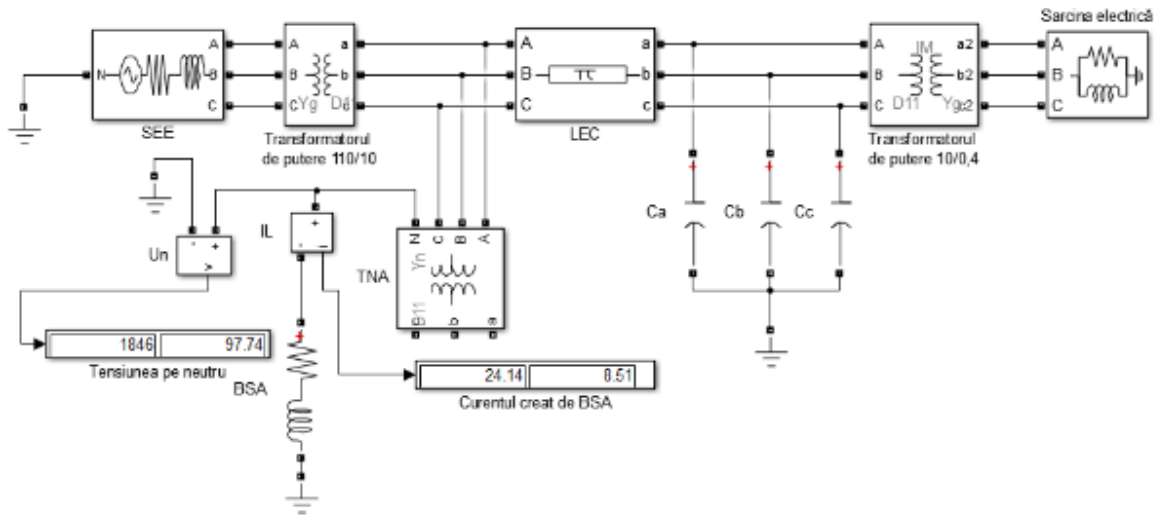
În fig. 4.21 și 4.22 se prezintă diagramele vectoriale pentru curentul de punere la pământ, pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pentru tensiunea pe neutrul rețelei, obținute de autor.



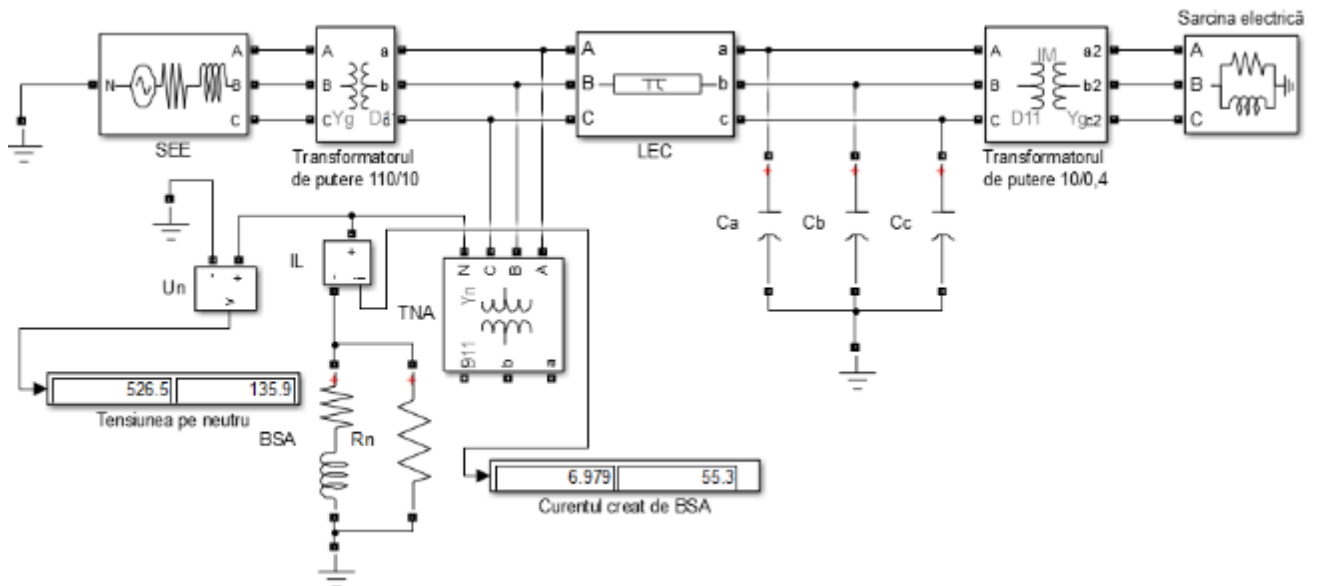
**Fig. 4.21. Diagramele vectoriale pentru curentul de punere la pământ**



**Fig. 4.22. Diagramele vectoriale pentru tensiunile pe fazele sănătoase și pe neutrul rețelei electrice**



**Fig. 4.23. Modelul Simulink pentru determinarea tensiunii de deplasare a neutrului (tratat prin BSA) în regim normal al rețelei electrice pentru diferența între capacitățile fază-pământ 5 %**



**Fig. 4.24. Modelul Simulink pentru determinarea tensiunii de deplasare a neutrului (tratat prin BSA în paralel cu  $R_N$ ) în regim normal al rețelei electrice pentru diferența între capacitățile fază-pământ 5 %**

Conectare unui rezistor cu rezistență de valoare mare în paralel cu BSA, în regim normal de funcționare a rețelei electrice, duce la micșorarea tensiunii pe neutrul rețelei, care apare, pe de o parte, din cauză nesimetriei t.e.m. ale sursei, iar pe de alta, din cauza diferenței dintre capacitățile fazelor față de pământ (se referă prioritar la LEA). În fig.4.23 și fig.4.24 se prezintă modelul de simulare al regimului de compensare totală pentru neutrul tratat prin BSA și pentru neutrul tratat prin BSA în paralel cu un rezistor de rezistență mare, considerând diferența între capacitățile fază-pământ de 5%.

În regim normal al rețelei electrice, la o diferență între capacitățile fază-pământ de 5 %, prin simulare s-a obținut următorul rezultat:

- în cazul neutrului tratat prin BSA:  $U_N = 1846 \text{ V}$  (32% din  $U_f$ ),  $I_N = 24,14 \text{ A}$  (fig.4.23); conform NAIE [9] și [43], tensiunea de deplasare a neutrului, în regim normal de funcționare a rețelei electrice, nu trebuie să depășească 15 %, ceea ce nu se îndeplinește în cazul dat;
- în cazul neutrului tratat prin BSA în paralel cu rezistor de valoare mare:  $U_N = 526,5 \text{ V}$  (9% din  $U_f$ ),  $I_N = 6,979 \text{ A}$  (fig.4.24); în acest caz, cerințele de exploatare se îndeplinesc.

Deci, conectarea în paralel cu BSA a unui rezistor de  $500 \Omega$  duce la micșorarea tensiunii pe neutrul rețelei și curentul în BSA (în regim normal) de aproximativ 3,5 ori, ceea ce înseamnă un regim mai favorabil de funcționare. De menționat că odată cu micșorarea rezistenței rezistorului, se micșorează și tensiunea pe neutru și curentul prin BSA.

## 4.2. Calculul simplificat al mărimilor de stare în timpul defectului monofazat

Calculul simplificat al mărimilor de stare în timpul defectului monofazat presupune neglijarea rezistențelor și reactanțelor ale elementelor rețelei electrice și se bazează pe luarea în considerare numai a capacității homopolare totale a rețelei electrice  $C_0$ . Din motivul că reactanța capacitivă, de obicei, este cu mult mai mare ca impedanțele elementelor rețelei, această simplificare ar putea fi admisibilă. Subcapitolul dat are ca scop determinarea erorii de calcul în cazul utilizării acestei ipoteze simplificatoare.

### 4.2.1. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul izolat

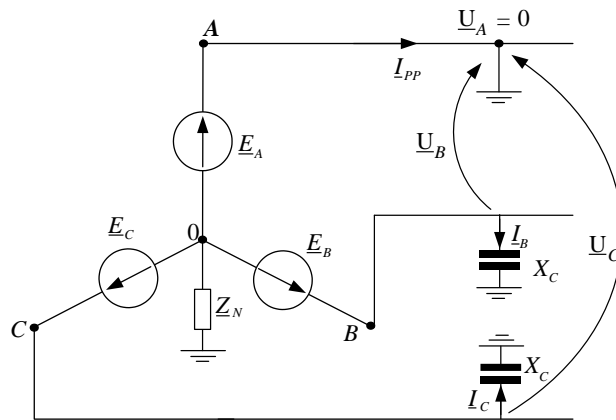
Curentul de punere la pământ, în acest caz, se va determina cu relația:

$$\underline{I}_{pp} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{nom} \cdot j\omega \cdot C_{01} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot j314 \cdot 13,34 \cdot 10^{-6} = j72,54 = 72,54 \cdot e^{j90^\circ} \text{ A}.$$

În continuare se va demonstra că tensiunile pe fazele sănătoase la punerea metalică la pământ, la neglijarea impedanțelor elementelor rețelei, vor fi mereu egale cu tensiunea de linie a rețelei presupuse, iar tensiunea de deplasare a neutrului va fi mereu egală cu tensiunea de fază a rețelei date (fig.4.25).

Indiferent de valoarea  $\underline{Z}_N$ , tensiunile pe fazele sănătoase vor fi egale cu tensiunea de linie și tensiunea de deplasare a neutrului cu tensiunea de fază, ceea ce se observă din fig. 4.25.

$$\begin{aligned}\underline{U}_B &= \underline{E}_B - \underline{E}_A; \\ \underline{U}_C &= \underline{E}_C - \underline{E}_A; \\ \underline{U}_N &= -\underline{E}_A.\end{aligned}$$



**Fig. 4.25. Schema electrică la neglijarea impedanțelor elementelor rețelei**

În rețeaua de 10 kV, tensiunile date vor fi:

$$\begin{aligned}\underline{U}_B &= \underline{E}_B - \underline{E}_A = \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot e^{-j120^\circ} - \frac{10}{\sqrt{3}} = -8,66 - j5 = 10 \cdot e^{-j150^\circ}; \\ \underline{U}_C &= \underline{E}_C - \underline{E}_A = \frac{10}{\sqrt{3}} \cdot e^{j120^\circ} - \frac{10}{\sqrt{3}} = -8,66 + j5 = 10 \cdot e^{j150^\circ}; \\ \underline{U}_N &= -\underline{E}_A = -\frac{10}{\sqrt{3}} = 5,773 \text{ kV}.\end{aligned}$$

**Tabelul 4.6. Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrului izolat**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N1}, kV$
Calcul precizat	$73,132 \cdot e^{j89,86^\circ}$	0	$10,05 \cdot e^{-j150,29^\circ}$	$10,07 \cdot e^{j150,08^\circ}$	$5,773 \cdot e^{j180^\circ}$
Calcul simplificat	$72,54 \cdot e^{j90^\circ}$	0	$10 \cdot e^{-j150^\circ}$	$10 \cdot e^{j150^\circ}$	$5,773 \cdot e^{j180^\circ}$
Eroarea de modul	0,562	0	0,05	0,07	0

Expresiile obținute sunt valabile pentru toate tipurile de tratare a neutrului.

Rezultatele obținute prin calculul precizat (cu luarea în considerație a parametrilor pasivi ai tuturor elementelor rețelei) și prin calcul simplificat (se ia în considerație doar capacitatea liniei) sunt prezentate în tabelul 4.6.

#### 4.2.2. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA

În acest caz, curentul de punere la pământ se determină cu relația:

$$\underline{I}_{pp} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{nom} \cdot \omega \cdot C_{01} \cdot (1 - k) = 0,$$

unde:  $k = \frac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot C_{01} \cdot L_{BSA}}$  - coeficientul de compensare a curentului capacitiv, iar  $L_{BSA}$  - este inductivitatea bobinei de stingere. Pentru ca curentul de punere la pământ să fie nul trebuie ca  $k=1$ , de unde se determină  $L_{BSA}$ :

$$L_{BSA} = \frac{1}{3 \cdot \omega^2 \cdot C_{01}} = \frac{1}{3 \cdot 314^2 \cdot 13,34 \cdot 10^{-6}} = 250 \text{ mH} .$$

Acordând bobina de stingere BSA2 în așa fel se va obține curentul minim de punere la pământ. Dezavantajul compensării totale a curentului de punere la pământ constă în apariția tensiunilor mărite pe neutrul rețelei în regim normal de funcționare, din cauza fenomenului de rezonanță și nesimetria între capacitățile-pământ a rețelei.

Tensiunea pe neutru în acest caz se evaluează cu relația:

$$U_N \approx U_{N \text{ m.g.}} \cdot q ,$$

unde  $U_{N \text{ m.g.}}$  - este tensiunea care apare în urma nesimetriei între capacitățile-pământ a rețelei:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{N \text{ m.g.}} &= \frac{\underline{E}_A \cdot j\omega \cdot C_{0A} + \underline{E}_B \cdot j\omega \cdot C_{0B} + \underline{E}_C \cdot j\omega \cdot C_{0C}}{j\omega \cdot (C_{0A} + C_{0B} + C_{0C})} = \frac{\underline{E}_A \cdot C_{0A} + \underline{E}_B \cdot C_{0B} + \underline{E}_C \cdot C_{0C}}{C_{0A} + C_{0B} + C_{0C}} = \\ &= \frac{(5773 \cdot 13,34 + 5773 \cdot e^{-j120} \cdot 13,64 + 5773 \cdot e^{j120} \cdot 13,64)}{13,34 + 13,64 + 13,64} = -42,637 \text{ V}, \end{aligned}$$

$q = \frac{X_{BSA}}{R_{BSA}}$  - este factorul de calitate a BSA și poate atinge valori mari:  $q=20..200$ .

$$\text{În cazul studiat: } q = \frac{X_{BSA}}{R_{BSA}} = \frac{76,426}{1,033} \approx 74.$$

Tensiunea pe neutru, în regim normal, la diferența între capacitățile fază-pământ 5 % va fi:

$$U_N \approx 42,637 \cdot 74 = 3155,138 \text{ V}.$$

Dacă se compară acest rezultat cu rezultatul obținut prin simulare, se observă că tensiunea obținută prin calculul simplificat este de 1,71 mai mare decât cea obținută prin simulare (fig.4.23). Aceasta se explică prin faptul că la calculul simplificat se neglijează impedanțele elementelor rețelei.

Din motivul apariției tensiunii mărite pe BSA în regim normal de funcționare, în practică, bobina se reglează la un regim de supracompensare cu 10% , adică  $k=1,1$ . De asemenea, se poate de conectat un rezistor de valoare înaltă în paralel cu BSA, dar această modalitate de tratare a neutrului necesită investiții suplimentare.

În acest caz, curentul de punere la pământ se determină cu relația:

$$\underline{I}_{pp} = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{nom} \cdot j\omega \cdot C_{01} \cdot (1-k) = -j0,1 \cdot \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{nom} \cdot \omega \cdot C_{01} .$$

**Tabelul 4.7. Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrului tratat prin BSA**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N1}, kV$
Calcul precizat	$2,424 \cdot e^{j4,5^\circ}$	0	$9,998 \cdot e^{-j150,01^\circ}$	$10 \cdot e^{j149,99^\circ}$	$5,773 \cdot e^{j180^\circ}$
Calcul simplificat	0	0	$10 \cdot e^{-j150^\circ}$	$10 \cdot e^{j150^\circ}$	$5,773 \cdot e^{j180^\circ}$
Eroarea de modul	2,424	0	0,002	0	0

**4.2.3. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin rezistor de valoare mică**

Rezistența rezistorului determinată anterior :  $R_N = 73 \Omega$ .

În acest caz curentul prin rezistor va fi:

$$I_R = \frac{U_f}{R_N} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot R_N} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 73} = 79,09 \text{ A.}$$

Iar curentul total de punere la pământ va fi:

$$I_{pp} = \sqrt{I_R^2 + I_{C\Sigma}^2} = \sqrt{79,09^2 + 72,54^2} = 107,32 \text{ A.}$$

**Tabelul 4.8. Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutrului tratat prin rezistor de valoare mică**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N1}, kV$
Calcul precizat	$104,184 \cdot e^{j41,3^\circ}$	0	$9,989 \cdot e^{-j150,55^\circ}$	$10,08 \cdot e^{j149,67^\circ}$	$5,771 \cdot e^{j179,41^\circ}$
Calcul simplificat	107,32	0	$10 \cdot e^{-j150^\circ}$	$10 \cdot e^{j150^\circ}$	$5,773 \cdot e^{j180^\circ}$
Eroarea de modul	3,136	0	0,011	0,08	0,002

**4.2.4. Calculul simplificat al mărimilor de stare în regim stabilizat la punerea simplă la pământ pentru neutrul tratat prin BSA și rezistor de valoare mare**

În acest caz, la compensarea totală a curentului capacitiv, curentul de punere al pământ va fi:

$$I_{pp} = I_{R_N} = \frac{U_f}{R_N} = \frac{U_l}{\sqrt{3} \cdot R_N} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 11,547 \text{ A. ,}$$

unde  $R_N$  – este rezistența rezistorului; s-a ales în § 2.4.1 :  $R_N = 500 \Omega$ .



**Tabelul 4.9. Compararea datelor obținute prin calcul precizat și prin calcul simplificat în cazul neutruului tratat prin BSA și rezistor de valoare mare**

	$I_{PP}, A$	$U_A, V$	$U_B, kV$	$U_C, kV$	$U_{N1}, kV$
Calcul precizat	$13,04 \cdot e^{j1,45^\circ}$	0	$9,991 \cdot e^{-j150,05^\circ}$	$10 \cdot e^{j149,93^\circ}$	$5,771 \cdot e^{j179,92^\circ}$
Calcul simplificat	11,547	0	$10 \cdot e^{-j150^\circ}$	$10 \cdot e^{j150^\circ}$	$5,773 \cdot e^{j180^\circ}$
Eroarea de modul	1,463	0	0,009	0	0,002

Tensiunea pe neutru în acest caz se evaluează cu relația:

$$U_N \approx U_{N m.g.} \cdot q,$$

unde  $U_{N m.g.}$  – este tensiunea care apare în urma nesimetriei între capacitățile-pământ a rețelei:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{N m.g.} &= \frac{\underline{E}_A \cdot C_{0A} + \underline{E}_B \cdot C_{0B} + \underline{E}_C \cdot C_{0C}}{C_{0A} + C_{0B} + C_{0C}} = \\ &= \frac{(5773 \cdot 13,64 + 5773 \cdot e^{-j120} \cdot 14,32 + 5773 \cdot e^{j120} \cdot 13,64)}{13,64 + 14,32 + 13,64} = \\ &= -47,183 - j81,724 = 94,366 \cdot e^{-j120^\circ} V, \end{aligned}$$

$q = \frac{X_{BSA}}{R_{BSA}}$  - este factorul de calitate a BSA și poate atinge valori mari:  $q=20..200$ .

$$\text{În cazul dat: } q = \frac{\text{Im}(\underline{Z}_N)}{\text{Re}(\underline{Z}_N)} = \frac{76,304}{13} = 5,87.$$

$$\underline{Z}_N = \frac{R_N \cdot (R_{BSA} + j\omega \cdot L_{BSA})}{R_N + R_{BSA} + j\omega \cdot L_{BSA}} = \frac{500 \cdot (1,033 + j314 \cdot 0,25)}{500 + 1,033 + j314 \cdot 0,25} = 13 + j76,304 \Omega.$$

Tensiunea pe neutru, în regim normal, la diferența între capacitățile fază-pământ 5 % va fi:

$$U_N \approx 94,366 \cdot 5,87 = 554 V.$$

Dacă se compară acest rezultat cu rezultatul obținut prin simulare, se observă că tensiunea obținută prin calculul simplificat este cu 5% mai mare decât cea obținută prin simulare (fig.4.24).

Din rezultatele obținute se observă că calculul simplificat poate fi utilizat pentru o estimare satisfăcătoare a mărimilor de stare la un defect monofazat în cazul rețelelor de medie tensiune. Erorile acestei metode nu sunt considerabile. Aceasta se explică prin faptul că reactanța capacitivă a rețelei este cu mult mai mare ca impedanțele elementelor rețelei. Totodată, se observă o eroare considerabilă la determinarea inductivității de rezonanță a BSA, prin calculul precizat al acesteia s-a obținut valoarea 243,4 mH, iar prin calculul simplificat 250 mH. Aceasta se explică prin faptul că la calculul simplificat nu se ia în considerare reactanța TNA.

### 4.3. Compararea rezultatelor

Pentru compararea rezultatelor, datele obținute se prezintă sub formă tabelară. Datele obținute în cazul defectului monofazat, pentru diferite modalități de tratare a neutrului, se prezintă în tabelul 4.10.

**Tabelul 4.10. Mărimile de stare a rețelei electrice la un defect monofazat pentru diferite modalități de tratare a neutrului**

Regimul neutrului	$I_{PP}$ , A	$U_A$ , kV	$U_B$ , kV	$U_C$ , kV	$U_{N1}$ , kV
Neutru izolat	$73,132 \cdot e^{j89,86^\circ}$	0	$10,05 \cdot e^{-j150,29^\circ}$	$10,07 \cdot e^{j150,08^\circ}$	$5,817 \cdot e^{j179,86^\circ}$
Neutru tratat prin BSA	$2,424 \cdot e^{j4,5^\circ}$	0	$9,998 \cdot e^{-j150,01^\circ}$	$10 \cdot e^{j149,99^\circ}$	$5,536 \cdot e^{-j178,88^\circ}$
Neutru tratat prin rezistor de valoare mică	$104,184 \cdot e^{j41,3^\circ}$	0	$9,989 \cdot e^{-j150,55^\circ}$	$10,08 \cdot e^{j149,67^\circ}$	$5,668 \cdot e^{j176,93^\circ}$
Neutru tratat prin BSA și rezistor de valoare mare	$13,04 \cdot e^{j1,45^\circ}$	0	$9,991 \cdot e^{-j150,05^\circ}$	$10 \cdot e^{j149,93^\circ}$	$5,771 \cdot e^{j179,92^\circ}$

În tabelul 4.11 se prezintă valorile tensiunii de deplasare a neutrului și a curentului prin neutru în regim normal de funcționare a rețelei, în cazul tratării neutrului prin BSA și prin BSA în paralel cu un rezistor de valoare mare, la o diferență între capacitățile fază-pământ de 5%.

**Tabelul 4.11. Valorile tensiunii de deplasare a neutrului și a curentului prin neutru, în cazul tratării neutrului prin BSA și prin BSA în paralel cu un rezistor de valoare mare, la o diferență între capacitățile fază-pământ de 5%**

Regimul neutrului	$U_N$ , V	$I_N$ , A
Neutru tratat prin BSA	1846	24,14
Neutru tratat prin BSA și rezistor de valoare mare	526,5	6,979

### Concluzii la capitolul 4

1. Rezultatele obținute prin calcule realizate în baza modelului matematic elaborat și rezultatele obținute prin simularea regimurilor de tratare a neutrului sunt practic identice, în limita erorilor de calcul.
2. Regimul neutrului compensat foarte bine se manifestă în cazul defectelor monofazate. În cazul regimului normal de funcționare BSA determină creșterea tensiunii de deplasare a neutrului și, eventual, depășirea valorii reglementate.

3. Regimul neutrului combinat BSA în paralel cu rezistor cu valoare a rezistenței mare permite de a menține deplasarea neutrului în limitele impuse de Norme [9,43] în regimul normal de funcționare a rețelei electrice, mai ales la nesimetria fazelor rețelei.
4. Influența majoră asupra mărimilor de stare la un defect monofazat în rețelele electrice de medie tensiune o are reactanța capacitivă, care poate să se modifice pe parcursul exploatării rețelelor electrice.

## CONCLUZII GENERALE

1. În urma realizării unui studiu amplu bibliografic în domeniul tratării neutrilor rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV, cu accent pe avantajele și dezavantajele fiecărui mod de tratare, prin raportarea la reglementări și la soluțiile practicate pe plan mondial s-a stabilit: a) neutrul izolat este un mod de tratare depășit și periculos (supratensiunile pot atinge nivelul de  $4,27E_m$ ), actualmente exclus din exploatare în majoritatea țărilor dezvoltate; b) lipsa unor criterii unice tehnice și tehnico-economice de alegere a modului de tratare a neutrilor rețelelor electrice (capitolul 1 [Dobrea I., 2017; 2019]).
2. Cercetările realizate pun în evidență necesitatea accesului la punctul neutru pentru racordarea la acesta a bobinei de stingere a arcului electric BSA și/sau a rezistorului de neutru, fapt ce a avut ca efect sistematizarea și înaintarea propunerilor privind modalitățile de creare a neutrilor artificial cu utilizarea unor transformatoare speciale, precum și metodologia de dimensionare a lor (capitolul 2 [Dobrea I., 2014]).
3. Din studiul efectuat rezultă că soluția aleasă pentru tratarea neutrilor rețelei de medie tensiune, regimul de defect monofazat și fenomenele ce îl însoțesc au o importanță decisivă asupra continuității și calității energiei electrice distribuite la consumatorii finali și asupra solicitării rețelei electrice. Soluția aleasă influențează parametri de regim a rețelei atât în regim tranzitoriu cât și stabilizat în funcție de condițiile în care are loc defectul (capitolul 3 [Dobrea I. et. al., 2017; Dobrea I., 2019]).
4. Rezultatul obținut care contribuie la soluționarea problemei științifice importante confirmă că modul de tratare a neutrilor determină condițiile în care au loc defectele monofazate și evoluția fenomenelor în care arcul electric la locul defectului se va autostinge sau va arde stabil, iar curentul de punere la pământ va fi limitat până la valori nepericuloase (capitolul 3 [Dobrea I., 2019]).
5. Rezultatul obținut care contribuie la soluționarea problemelor științifice importante constă în elaborarea modelelor matematice de funcționare a rețelelor electrice de distribuție în regim stabilizat și tranzitoriu de defect monofazat și normal de funcționare pentru diferite moduri de tratare a neutrilor, fapt care permite evitarea încercărilor experimentale în condițiile de uzură avansată a izolației rețelelor din RM (capitolul 3 [Dobrea I. et al., 2013, Dobrea I., 2019]).
6. O concluzie importantă obținută în baza modelelor matematice dezvoltate - prezența rezistorului în neutrul rețelei reduce valoarea supratensiunilor tranzitorii, amortizându-le foarte rapid, anulând în același timp condițiile de apariție a unor supratensiuni temporare de rezonanță pe armonica fundamentală (subcapitolele 3.3, 3.4 [Dobrea I., 2019; Dobrea I. et al., 2023]).
7. Analiza prin simulare numerică a regimului tranzitoriu la un defect monofazat a permis stabilirea modului în care diverse mărimi influențează evoluția în timp a tensiunilor și

curenților. În cazul defectelor monofazate nete sau prin arc electric, valorile supratensiunilor depind, în principal, de faza inițială a tensiunii și de valoarea tensiunii în momentul apariției defectului. Această creștere importantă a tensiunii creează condițiile transformării simplei puneri la pământ într-un defect multiplu, cu consecințe grave asupra instalațiilor aferente rețelelor de distribuție (subcapitolele 3.1- 3.3 [Dobrea I. 2006, 2007; Boșneaga V. et al. 2022, 2023]).

8. Simularea numerică în mediul Matlab Simulink a demonstrat că BSA, racordată la neutrul rețelei electrice cu nesimetria accentuată a fazelor determină deplasarea neutrului, depășind valorile reglementate (subcapitolele 3.3, 4.1 [Dobrea I. et al., 2023]).
9. Rezultatele obținute au contribuit la realizarea unui model pentru simularea rețelei de test relevantă utilizând aplicația Matlab, la efectuarea unui set de simulări numerice care acoperă soluțiile investigate de tratare a neutrului (capitolul 4 [Dobrea I. et al., 2023; Boșneaga V. et al. 2022]).

## RECOMANDĂRI

1. În ipoteza în care nu apare necesitatea trecerii rețelei cu neutrul izolat la o altă soluție de tratare a neutrului, este necesar găsirea de soluții pentru mărirea sensibilității actualelor protecții homopolare de tensiune sau achiziționarea unor protecții moderne pentru detectarea și localizarea selectivă și rapidă a defectelor.
2. Din analiza rezultatelor obținute soluția de tratare a neutrului prin BSA se recomandă a fi utilizată în rețelele electrice aeriene. BSA determină reducerea supratensiunilor și stingerea rapidă a arcului de punere la pământ sau arderea lui stabilă. Totodată, funcționarea îndelungată a rețelei cu faza pusă la pământ poate duce la duble puneri la pământ sau scurtcircuite polifazate, și nu în ultimul rând la pericolul de electrocutare a oamenilor și animalelor.
3. Utilizarea rezistorului cu valoare a rezistenței mare se recomandă în cazul când curenții capacitivi nu depășesc 10 A. Protecția va acționa la semnalizare, deci nu se va reduce gradul de continuitate în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor.
4. În rețelele electrice în cablu în care curenții capacitivi depășesc 10 A și în cazul în care consumatorii admit întreruperea alimentării se recomandă utilizarea rezistorului cu valoare a rezistenței mică. Rezistorul asigură funcționarea selectivă, și relativ simplă, a protecției care funcționează la deconectare. Durata supratensiunilor temporare este de maxim 2 s.
5. Soluția neutrului combinat este indicată în cazul rețelelor mixte al căror curent de punere la pământ este mai mare de 10 A. În acest caz se separa defectele trecătoare de cele permanente și se asigură posibilitatea sesizării selective a liniei cu defect și deconectarea acesteia într-un interval de timp foarte scurt. Rezistorul determină reducerea deplasării neutrului în regim normal de funcționare a rețelei provocată de BSA.

## BIBLIOGRAFIE

1. САМОЙЛЕНКО, В., МУХЛЫНИН, Н., ПАЗДЕРИН, А., ЖУРАВЛЕВ, А. Перспективные тенденции развития распределительных сетей. В: журнал „Электроэнергия. Передача и распределение”. Учредители: ООО "Кабель" ISSN: 2218-3116 Номер: S1 (12) Год: 2019
2. IEA Publications International Energy Agency. Electricity Market Report 2023. Disponibil [IEA Publications International Energy Agency](#)
3. EY Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI 60) Disponibil: [https://www.ey.com/en\\_gl/recai/can-decentralized-energy-get-good-enough-fast-enough](https://www.ey.com/en_gl/recai/can-decentralized-energy-get-good-enough-fast-enough)
4. ANRE. Funcțiile și obligațiile operatorului sistemului de distribuție. Disponibil: <https://anre.md/energia-electrica-3-167>
5. HOTĂRÂRE Nr. 94 din 04-04-2019 cu privire la aprobarea Regulamentului privind dezvoltarea rețelelor electrice de distribuție. În: *în Monitorul Oficial al Republicii Moldova*, Nr. 171-177 art. 851, 24-05-2019.
6. Pagina oficială a S.A. "Rețelele Electrice de Distribuție Nord". Disponibil: <https://www.rednord.md/index.php/ro/prezentare-generală>
7. Pagina oficială a Î.S. “Moldelectrica”. Disponibil: [https://moldelectrica.md/ro/network/annual\\_report](https://moldelectrica.md/ro/network/annual_report)
8. Regulament cu privire la calitatea serviciilor de transport și de distribuție a energiei electrice. HOTĂRÂRE Nr. 537 din 24-12-2020. Publicat: 22-01-2021. În: *Monitorul Oficial al Republicii Moldova*, Nr. 13-20 art. 47.
9. *Правила устройства электроустановок*. 7-е изд. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2004.
10. Preview IEEE 142-2007: IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. Published by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Disponibil: [https://hibp.ecse.rpi.edu/~connor/education/Fields/IEEEStd142\\_2007.pdf](https://hibp.ecse.rpi.edu/~connor/education/Fields/IEEEStd142_2007.pdf)
11. КОРОТКЕВИЧ, М. А. *Основные направления совершенствования эксплуатации электрических сетей*. Минск: Техноперспектива, 2003. - 372 с.
12. ВАЙНШТЕЙН, Р.А., КОЛОМИЕЦ, Н.В., ШЕСТАКОВА, В.В. *Режимы заземления нейтралей в электрических системах: учебное пособие*. Томск: Изд-во ТПУ, 2006.– 118с.
13. SHIPP, David, ANGELINI, Frank. *Characteristics of different power systems neutral grounding techniques: Fact and fiction*. USA, Etalon 2018, pp.7-8.
14. ГУСАРОВ, Л.А. Способы заземления нейтралей источников питания в сетях среднего напряжения, достоинства и недостатки, реальная практика применения в мире. В: "Электрик Инфо" онлайн журнал, 2020 г. Disponibil: <https://electrick.info/article/1692-sposoby-zazemleniya-neytrali-istochnikov-pitaniya-v-setyah-srednego-napryazheniya.html>
15. НАЗАРЫЧЕВ, А., ТИТЕНКОВ, С., ПУГАЧЕВ, А. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтралей в сетях 6-35 кВ В: *Электроэнергия. Передача и распределение*. №3 (36), 2016, с. 33-39.
16. Revista on-line «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение» № 4(37), июль-август 2016, p.132-137. Disponibil: <https://eepir.ru/release/jelektroenergija-peredacha-i-raspredel-31/>
17. *Руководящие указания по выбору режима заземления нейтралей в электрических сетях*

- напряжением 6-35 кВ. Приложение к приказу ОАО «Ленэнерго». №334, 2013 г., pp.13-29.
18. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрической сети 6-35 кВ. СТП 09110.20.361-04. ОАО "Белэнергоремналадка", 2004.
  19. PETERSEN, W., *Die Begrenzung des Erdschlusstromes und die Unterdrückung des Erdschluslichtbogens durch die Erdschlursspule ETZ*, 1919. H, 1, 2.
  20. *Earth Fault Trails and Measurements in Rural 20 kV Networks as Basis for Improving the Performance of These Networks* Avacon AG Germany: 18m International Conference on Electricity Distribution, CIRED Turin, 6-9 June 2005.
  21. *Definition of Criteria to Operate 20 kV Networks with Arc Suppression Coils According to Standards EON aner AG – Germany*: 20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED. Prague, 2009.
  22. CERESOLI, S., CERRETTI, A., DE BERARDINIS, E., GALLERANI, A., PERNA, P., VALTORTA, G., *Neutral Connection to Earth in Medium Voltage Networks: Operation Experience in Enel*. Conference: Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482)
  23. DI MERINO, E., LA ROCCA, F., VALTONA, G., CERESOLI, B. Change of Neutral Earthing of MV Networks from isolated to Connected to Ground Through Impedance: Operation Results and Transition Management. In: *17th International Conference on Electricity Distribution*, Barcelona, 12-15 May 2003.
  24. CALORIE, R., CERRETTI, A., GERI, A., LAURIA, S., MACCIONI, M., GATTA, FM. Abnormal Ground Fault Overvoltages in MV Networks, Analyses and Experimental Tests. In: *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt, 6-9 June 2011.
  25. SINCLAIR, J., GRAY, I. Assessing the Potential for Arc Suppression Coil Technology to Reduce Customer Interruptions and Customer Minutes Lost. In: *20th International Conference on Electricity Distribution*. Prague, 8-11 June 2009.
  26. HAND, Martin, MCDONAGH, Neil. *Esb's Adoption of Smart Neutral Treatments on Its 20 kV System*: CIRED Workshop, Lyon, 7-8 June 2010.
  27. FOLLIOT, P., BOYER, JM., BOLLE, S. *Neutral Grounding Reactor for Medium Voltage Networks*. Alstom report. Disponibil: [http://www.cired.net/publications/cired2001/1\\_5.pdf](http://www.cired.net/publications/cired2001/1_5.pdf)
  28. ZAMORA, I., MAZON, A. J., ANTEPARA, F., PUHRINGER, M., SAENZ, J.R. Experiences of Neutral Resonant System Implantation in Gornitz Substation. In: *17th International Conference on Electricity Distribution*, Barcelona. 12-15 May 2003.
  29. LOURO, M., CUNHA ABREU, J., DUARTE, F., MARTINS, M., FITEIRO, R., VALE, F. Effects on the Quality of Service of Changing the Neutral Grounding of MV Networks. In: *21st International Conference on Electricity Distribution*, Frankfurt. 6-9 June 2011.
  30. DOBREA, I. The influence of the treatment mode of the neutral in the 6-35 kV networks on the displacement voltage in the quasi-stationary regime. In: *Analele Universitatii din Craiova. Seria Inginerie electrica 2019; 43 (43) : 128-133. ISSN: 1842-4805.*
  31. DRANDIĆ, A., MARUSIC, A., DRANDIĆ, M., JURAJ, H. Power system neutral point grounding. In: *Journal of Energy*. 2017, vol. 66, special Issue p. 52-68. Doi: <https://doi.org/10.37798/2017661-496>.
  32. DOBREA, I. *Tratarea neutrului în rețelele de medie tensiune*. Universitatea Tehnică a Moldovei, Conferința Tehnico-Științifică U.T.M consacrată Jubileului de 50 ani U.T.M., 2014.

33. DOBREA, I. Analiza situației actuale privind modalitățile de tratare a neutrilor în rețelele 6 – 35 kv. In: *Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, Universitatea Tehnică a Moldovei, 1-14 decembrie, 2016*. Chișinău, 2017, vol. 1, pp. 379-382. ISBN 978-9975-45-500-8. ISBN 978-9975-45-501-5 (Vol.1).
34. SIIRTO, O., LOUKKALAHTI, M., HYVÄRINEN, M., HEINE, P., LEHTONEN, M. Neutral point treatment and earth fault suppression. In: *2012 Electric Power Quality and Supply Reliability*, Tartu, Estonia, 2012, pp. 1-6, doi: 10.1109/PQ.2012.6256226.
35. BORLAND, H. Optimising MV neutral treatment, earth fault detection, localisation and response. In: *CIGRE 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 2021 p. 1201-1206. ISBN: 978-1-83953-591-8. DOI: [10.1049/icp.2021.1980](https://doi.org/10.1049/icp.2021.1980)
36. Helać, V., Smaka, S., Grebović, S. Oprašić, N. Power Transformer Neutral Point Grounding Methods: Analysis of Fault Characteristics. In: *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960344.
37. JUSIĆ, A., BAJRAMOVIĆ, Z., TURKOVIĆ, I., MUFTIĆ, M. Overvoltage analysis during earth fault for different treatment of neutral point in distribution network. In: *B&H Electrical Engineering*, Vol. 14, pp 53-60, 2020. Disponibil: [https://bhee.ba/bhe\\_radovi/BHE\\_14\\_V2/BHE\\_14\\_Rad\\_07.pdf](https://bhee.ba/bhe_radovi/BHE_14_V2/BHE_14_Rad_07.pdf).
38. ВЕПРИК, Ю.Н., ЛЕБЕДКА, С.Н., ПЕТРОВСКИЙ, М.В. Перенапряжения в электрических сетях 6–35 кВ и современные средства их ограничения при замыканиях на землю. В: *Вісник СумДУ. Серія Технічні науки №4*, 2008.
39. МЛАДЗИЕВСКИЙ, Е. П., РЫЖКОВА, Е. Н. Сравнительный анализ аварийности распределительных сетей в условиях однофазного замыкания на землю. В: *Сборник трудов XVII международной научно-практической конференции*. Издательство: ОГУ имени И.С. Тургенева, 2019, pp. 55-61.
40. СИРОТА, И.М. КИСЛЕНКО, С.Н., МИХАЙЛОВ, А.М. *Режимы нейтрали электрических сетей*. Киев: Наук. думка, 1985. – 264 с.
41. ТИТЕНКОВ, С. С., ПУГАЧЕВ, А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю. В: *Журнал "Энергоэксперт" №2*, 2010 г., pp.18-25. Disponibil: [http://energyexpert.ru/component/option,com\\_jdownloads/Itemid,93/task,finish/cid,226/catid,34/](http://energyexpert.ru/component/option,com_jdownloads/Itemid,93/task,finish/cid,226/catid,34/)
42. ПАПЕРНЫЙ, Л. Е., АЛЕЙНИКОВА, М. В. *Режимы работы нейтрали электроустановок напряжением 0,4-750 кВ*. Минск БНТУ, 2016, pp.112-123.
43. Hotărâre Nr. 393 din 01-11-2019 privind aprobarea documentului normativ-tehnic în domeniul energiei NE1-01:2019 „Norme de exploatare a instalațiilor electrice ale consumatorilor noncasnici”. În: *Monitorul Oficial*, 31-01-2020, nr. 24-34, art. 90.
44. *VDE Specifications Code of Safety Standards*. © VDE VERLAG GmbH, Berlin – Offenbach. [citat 18 martie 2022]. Disponibil: <https://www.vde-verlag.de/english.html>.
45. DOBREA, I. Studiul metodelor de reglare automată a bobinelor de stingere. In: *Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, Universitatea Tehnică a Moldovei, 8 – 10 decembrie, 2011*. Chișinău, 2012, vol. 1, pp. 238-239. ISBN 978-9975-45-208-3 (Vol.1).
46. CURCANU, G., TOAXEN, V. Determination of Transient Overvoltages in Medium Voltage Networks at Single Phase Faults. In: *Electrical Engineering Electronic Journal*, 2013.



47. CHANG, C.-K. Optimal neutral ground resistor rating of the medium voltage systems in power generating stations. In: *Journal of International Council on Electrical Engineering*. Volume 5, 2015.
48. HENGYONG, Liu, XIAOFU, Xiong, JINXIN, Ouyang, XIUFEN, Gong, YINGHUA, Xie, JING, Li. Study on Decision Method of Neutral Point Grounding Mode for Medium-Voltage Distribution Network. In: *Journal of Power and Energy Engineering* 02(04):656-6642014.
49. ГЛУШКО, В., ЯМНЫЙ, О., КОВАЛЕВ, Э., БОХАН, Н. Белорусские сети 6–35 кВ переходят на режим заземления нейтрали через резистор. В: *Новости ЭлектроТехники*. 2006. № 3(39). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/39/05.php>.
50. НАЗАРОВ, В.В. Нейтраль распределительных сетей 6–35 кВ. Какое заземление необходимо? В: *Новости ЭлектроТехники*. 2013. № 5(83). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/83/07.php>
51. КУЖЕКОВ, С. Низкоомное заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ. Электробезопасность и обеспечена в полном объеме. В: *Новости ЭлектроТехники*. 2013. № 2(80). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/80/07.php>
52. КУЖЕКОВ, С. О низкоомном заземлении нейтрали. В: *Новости ЭлектроТехники*. 2013. № 5(83). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/83/08.php>  
Disponibil: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_42256785\\_80779092.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_42256785_80779092.pdf)
53. ФИШМАН, В.С. Нейтраль распределительных сетей. Какое решение предпочтительнее? В: *Новости ЭлектроТехники*. 2013. № 6(84). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2013/84/06.php>
54. ЕВДОКУНИН, Г. А. Анализ внутренних перенапряжений в сетях 6-10 кВ и обоснование необходимости перевода сетей в режим с резистивным заземлением нейтрали. В: *Труды Всероссийской научно-тех. конференции “Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтралей сетей 6-35 кВ”*. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002, pp.9-13.
55. ЕВМИНОВ, Л.И., АЛФЕРОВА, Т.В. Резистивное заземление нейтрали в распределительных сетях 6-35 кВ. В: *Агротехника и энергообеспечение*. № 4 (25), 2019 г., pp.94-109. Disponibil: <https://elib.gstu.by/bitstream/handle/220612/22643/94-109.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
56. HAUBRICH, H.J., SCHMITT, O. Influence des couplages entre-systemes sur la capacité d’extinction des défauts des réseaux de distribution. In: *Simpozionul Internațional “Neutre MT: Quel devenir?”* 7 – 8 noiembrie 1995, Mulhouse – Franța.
57. ГУСАРОВ, Л. Резистивное заземление нейтрали: за и против. Пример возможной реализации в сети 6 кВ. В: *Новости ЭлектроТехники* № 3(123) 2020. Disponibil: [http://www.news.elteh.ru/pics/123/Net\\_123\\_20\\_22\\_Mechel.pdf](http://www.news.elteh.ru/pics/123/Net_123_20_22_Mechel.pdf)
58. БЕКЛЕМЕШЕВ, И., БОНЧУК, И. Анализ влияния режима заземления нейтрали на суточный график потребления электроэнергии. В: *Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XI Международной научно-технической конференции*, 15 – 17 сентября 2020, Т 2. – Ставрополь, Северо-Кавказский федеральный университет. – 301 с. ISBN 978-5-9296-1064-6  
Disponibil: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_44308764\\_96933114.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_44308764_96933114.pdf)
59. DOBREA, I. Utilizarea combinată a bobinei de stingere și a rezistorului de legare la pământ pentru tratarea neutrului în rețelele de medie tensiune în sistemul electroenergetic al RM, In:

*Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, 15-17 noiem. 2008.* Chișinău: U.T.M., 2008, pp. 311-313. ISBN 978-9975-45-065-2.

60. ШИРКОВЕЦ, А., КОЗЛАЧКОВ, М. и др. Комбинированное заземление нейтрали. Фактор повышения эксплуатационной надежности сетей 6–35 кВ. В: *Новости ЭлектроТехники № 2(128)-3(129)*, 2021.  
Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2016/101/03.php>
61. DOBREA, I. The Opportunity to Treat the Neutral Through the Resistor or Combined Compensation Coil – Resistor. In: *Proceedings of the 12th International Conference on Electromechanical and Energy Systems. SIELMEN 2019*, October 9-11, 2019, Craiova-Chișinău, Electronic ISBN: 978-1-7281-4011-7, USB ISBN: 978-1-7281-4010-0. DOI:10.1109/SIELMEN.2019.8905891.
62. BOSNEAGA, Valeriu, SUSLOV, Victor, STRATAN, Ion, DOBREA, Ina. The peculiarities of the steady state modes of medium voltage cables grid at various neutral grounding and single-phase to ground failure. In: *2022 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE). Iași, 20-22 October 2022*. Electronic ISBN:978-1-6654-8994-2, USB ISBN:978-1-6654-8993-5. Electronic ISSN: 2644-223X.
63. ПЕТРОВ, М. И., ИЛЬИН, В. Ф., ПЕТРОВ, Е. М. Система автоматической настройки дугогасящих реакторов с контролем параметров сети. В: *V Всероссийская конференция по ограничению перенапряжений и режимам заземления нейтрали (2008)*. Disponibil: <http://pnpbolid.com/wp-content/uploads/2019/10/v-conference-2008-21.pdf>
64. КУЧЕРЕНКО, В.И., САЗОНОВ, В.Н., БАГАЕВ, Д.В. Дугогасящие реакторы в сетях 6–35 кВ. Опыт эксплуатации. В: *Новости ЭлектроТехники*. 2007. № 3(45). Disponibil: [http://www.news.elteh.ru/arh/2007/45/12\\_.php](http://www.news.elteh.ru/arh/2007/45/12_.php).
65. НАЗАРЫЧЕВ, А., ПУГАЧЕВ, А., ТИТЕНКОВ С. Комбинированное заземление нейтрали в Сетях 6–35 кВ. Мифы и реальность. В: *Новости ЭлектроТехники*. 2016. № 3(99). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2016/99/05.php>.
66. VATRĂ, F., BRĂNESCU, V., POENARU, A. Stadiul și rezultatele implementării soluției “întreprător de șuntare” pentru reducerea numărului de întreruperi la consumatorii alimentați din rețelele de medie tensiune cu neutrul tratat prin rezistență. *Societatea Inginerilor Energeticieni Din Romania*. Disponibil: [https://www.sier.ro/INTRERUPTOR\\_SUNT\\_SIG%202003.pdf](https://www.sier.ro/INTRERUPTOR_SUNT_SIG%202003.pdf).
67. CHINDRIS, M., CZIKER A., MIRON, A., SACERDOTIANU, D. Small Distributed Renewable Energy Generation for Low Voltage Distribution Networks. În: *Problemele energeticii regionale*. 2 (31) 2016, pp.11-21.
68. SHVEDOV, G.V., CHORSHANBIEV, S.R., MORSIN, I.A. Effect of distributed solar generation on electricity losses in electric networks. In: *Электроэнергетика глазами молодежи: материалы VIII Международной научно-технической конференции, 02 – 06 октября 2017, Самара. – В 3 т. Т 2. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 370 с. УДК 621.31*.
69. KLIMOV, P.L. The effect of wind power plant distributed generation on distribution networks. In: *Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2017, vol. 21, no 2, pp. 97–105. DOI: 10.21285/1814-3520-2017-2-97-105, vol. 21, no 2, pp. 97–105.
70. VIERU, Dmitrii. Particularitățile racordării surselor regenerabile distribuite la rețeaua electrică de joasă tensiune. In: *Tendențe contemporane ale dezvoltării științei: viziuni ale tinerilor cercetători*, Ed. 4, 10 martie 2015, Chișinău. Chișinău, Republica Moldova: Universitatea Academiei de Științe a Moldovei, 2015, Ediția 4, T, p. 45.

71. INAȚOC, ANDREEA-GEORGIANA. *Controlul și stabilitatea de tensiune în sistemele electroenergetice de distribuție active: rezumatul tz. de doct. în științe ingineresti*. București, 2022. 15 p.
72. QIAN, W., JUN, L., JIANDONG, D., WANGJING, T. Analysis of the impact of distributed generation on grounding method of distribution network. In: *The Journal of Engineering*, 2017, p. 907-910. <https://doi.org/10.1049/joe.2017.0461>
73. ВОРОПАЙ, Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах. В: *Международная научно-практическая конференция «Малая энергетика-2005»*, Сб. докладов, Иркутск, 2005, с. 30–42.
74. MACOVEI, P., AMBROS, Tudor, RUJANSCHI, Dumitru. Unele aspecte privind problema de ajustare optimală a protecției prin relee într-un system energetic vast. In: *SIELMEN: International conference on electromechanical and power systems: proc. of the 10th intern. conf., Oct. 6-9, 2015*. Craiova, 2015, pp. 184-186. ISBN 978-606-567-284-0.
75. KULIKOV, A. L., OSOKIN, V. L., PAPKOV, B. V. The problems and peculiarities of distributed electricity. In: *Bulletin NGIEI*. 2018. № 11 (90), pp. 123–136. ISSN 2227-9407.
76. OSTARCHUK, O., KRUCZEK, W., KUZNETSOV, V., KUZNETSOV, V., TSYPLENKOV, D. Analysis of the neutral grounding modes influence on the reliability characteristics of local systems with renewable energy sources. In: *Diagnostyka*, 2021, 22(1), pp. 45-56. <https://doi.org/10.29354/diag/132834>
77. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей*. РД 34.20.501-95, 15-е издание. Москва, 1996, pp.128, 129.
78. АНДРЕЕВ, В.А. *Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения*. Москва, 1985, pp.149-158.
79. *Каталог Продукции Внедренческого Предприятия “НТБЭ”*. Екатеринбург, 2020, pp.21-22. Disponibil: <https://ntbe.ru/>
80. EREMIA, Mircea. *Electric Power Systems. Volume I. Electric Networks*. București, 2006, pp.355-357.
81. СИВОКОБЫЛЕНКО, В.Ф., ЛЕБЕДЕВ, В.К. Выбор величины резистора для заземления нейтрали в сетях 3-65 кВ. В: *Вестник Приазовского государственного технического университета*. №18, 2008 г., pp.10-15. Disponibil: <file:///C:/Users/IDobrea/Downloads/vybor-velichiny-rezistora-dlya-zazemleniya-neytrali-v-setyah-6-35-kv.pdf>.
82. СТО 18-2013 Руководящие указания по выбору режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6-35 кВ. Санкт-Петербург, 2013. Disponibil: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293744/4293744502.pdf>
83. *ABB Company. Technical guide Protection criteria for medium voltage networks*. 2016, pp.19-21. Disponibil: Technical guide ABB
84. ЛУРЬЕ, А., ПАНИБРАТЕЦ, А.Н., ЗЕНОВА, В.П. и др. Серия нейтралеров типа ФМЗО для работы с управляемыми подмагничиванием дугогасящими реакторами серии РУОМ в распределительных сетях с изолированной нейтралью. В: *Электротехника*. N1, 2003, pp.153-164. Disponibil: [http://facts-plus.com/forum\\_files/Articles/Serija\\_neutralerov.FMZO.dlja.raboti.s.upravljaemimi.podmagnichivaniem.dugogasjashimi.reaktora\\_mi.serii.RUOM.v.raspredelitelnih.setjah.s.izolirovannoi.neytralju.pdf](http://facts-plus.com/forum_files/Articles/Serija_neutralerov.FMZO.dlja.raboti.s.upravljaemimi.podmagnichivaniem.dugogasjashimi.reaktora_mi.serii.RUOM.v.raspredelitelnih.setjah.s.izolirovannoi.neytralju.pdf)
85. ЛОБАСТОВ, С., ЦЕЛЕБРОВСКИЙ, Ю., ЕВДОКУНИН, Г. Городские электрические

- сети. Режимы заземления нейтрали. В: *Новости ЭлектроТехники*. 2011. № 3(69). Disponibil: <http://www.news.elteh.ru/arh/2011/69/08.php>
86. SAUTRIAU, François. *Neutral earthing in an industrial HV network. Merlin Gerin Technical Specification*. N 62. April 1996, pp.4-10. Disponibil: [https://www.studiedk/cahiers\\_techniques/Neutral\\_earthing\\_in\\_an\\_industrial\\_HV\\_network.pdf](https://www.studiedk/cahiers_techniques/Neutral_earthing_in_an_industrial_HV_network.pdf)
  87. СИРОТИНСКИЙ, Л. И., ЕФИМОВ, А. В., КОЖУХОВ, В. К., и др.. Техника высоких напряжений. Москва – Ленинград: Госэнергоиздат, 1951 г., pp.225-226.
  88. РЫЖКОВА, Е. Н., ФОМИН, М. А., ЖАРМАГАМБЕТОВА, М. С. О критериях выбора режима резистивного заземления нейтралей сетей 6 – 35 кВ. В: *Промышленная энергетика* №11, 2013.
  89. BERNADIĆ, A., ANANE, Z., Neutral Point Connections in MV Power Networks With Grounding Zigzag Transformers-Analysis And Simulations. In: *Journal of Energy*, 2019, vol. 68, p. 42-48. Disponibil: <https://hrcak.srce.hr/file/323757>
  90. KASSIM, Rasheed Hameed. Zig-zag grounding transformer modeling for zero-sequence impedance calculation using finite element method. In: *Diyala Journal of Engineering Sciences*. Vol. 08, No. 06, pp. 36-87, September 2015, pp.65-73.
  91. GOIA, L., IȘFANU, M., BALAN, T., TĂNĂSESCU, M. *Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune*. Editura Tehnică, București, 1985.
  92. ВИЛЬГЕЙМ, Р., УОТЕРС, М. *Заземление нейтрали в высоковольтных системах*. Москва, Ленинград, 1959, pp. 18-32.
  93. GUȘĂ, Mircea. *Tehnica Tensiunilor Înalte*. Iași, 2020, pp.2-18.
  94. TOADER, D., HĂRĂGUȘ, Ș., BLAJ, C. *Analiza nesimetriilor în rețelele electrice de medie tensiune. Metode analitice, modelare fizică și numerică*. Editura Politehnica Timișoara, 2008, pp. 242-268.
  95. ЛИХАЧЕВ, Ф. А. *Замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов*. Москва: Энергия, 1971, Рр.22-23.
  96. БОШНЯГА, В., СУСЛОВ, В., СТРАТАН, И., ДОБРЯ, И. Особенности работы кабельной распределительной сети 6-35 кВ в установившемся режиме с изолированной и компенсированной нейтралью при однофазном замыкании на землю. In: *2 Interantional scientific conference “Sustainable energy deavlopment of the republic of belarus: state and prospects”*. Minsk, 3 – 6 octombrie, 2022. УДК 621.316.1.
  97. DOBREA, I., POGORA, V., MACOVEI, I. Analiza supratensiunilor la punerea unei faze la pământ în rețeaua 10 kV adiacentă stației electrice „Centrala” 110/10 kV, or. Bălți. In: *Seria: inginerie electrică, anul 2013, 9th International Conference of Electromecanical and Power Sistem – SIELMEN 2013*.
  98. RAVLIĆ, S., MARUŠIĆ, A. Simulation Models for Various Neutral Earthing Methods in Medium Voltage Systems. In: *25th DAAAM International Symposium on Intelligent Manufacturing and Automation, DAAAM*. Procedia Engineering 100 ( 2015 ) 1182 – 1191.
  99. DOBREA, I. Studiul supratensiunilor în rețelele de medie tensiune cu utilizarea aplicației SIMULINK-MALLAB. In: *Conferința Jubiliară Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților consacrată celei de-a 40-a Aniversări a Doctoranturii UTM*, 17-18 noiembrie 2004, Chișinău.

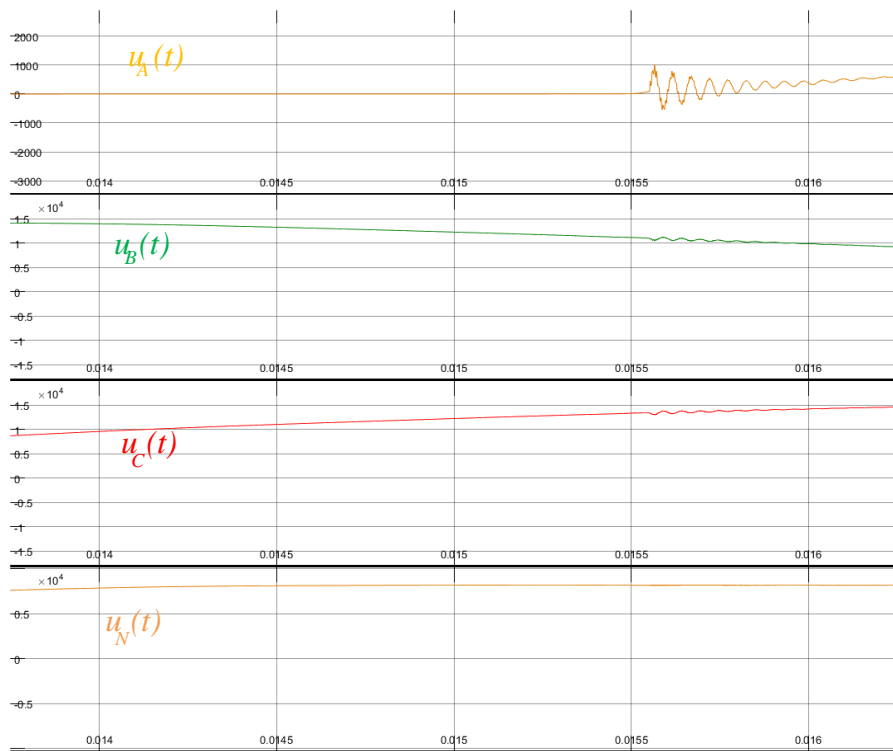
100. PROȚUC, I., DOBREA, I. Calculul curenților de punere la pământ în rețeaua 10 kV a stației electrice “Horești”. In: *Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților*. 2005, Chișinău.
101. STRATAN, I., PROȚUC, I., DOBREA, I. Contributions to the rational method of neutral earthing with MALLAB+SIMULINK. In: *Analele universității din Craiova*. Seria: inginerie electrică, nr.31, 2007, Vol. II, 6th International Conference of Electromecanical and Power Sistem – SIELMEN 2007.
102. Компания ООО «Энергетический Торговый Дом» Республика Беларусь. Каталог высоковольтного оборудования. Disponibil: <https://etd.by/oborudovanie-vysokovoltnoe/vysokoomnye-rezistory> (20.04.22).
103. Каталог системы "ГИС-Профи". Реакторы масляные заземляющие дугогасящие. Disponibil: <https://gisprofi.com/catalog/items8072.html> (19.04.22)
104. «Электромашиностроительный завод». Высоковольтное оборудование. Disponibil: [https://emz.su/catalog/dugogasyaschie\\_reaktoryi/rzdpom/rzdpom](https://emz.su/catalog/dugogasyaschie_reaktoryi/rzdpom/rzdpom) (19.04.22).
105. Система поиска кабельной продукции. Disponibil: <https://k-ps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/> (20.04.22).
106. БОШНЯГА, В., СУСЛОВ, В., СТРАТАН, И., ДОБРЯ, И. Особенности работы кабельной распределительной сети 6-35 кВ в установившемся режиме однофазного замыкания на землю с перекомпенсацией тока повреждения. In: *Securitatea energetică și linii electrice dirijate. Culegere de lucrări*. Chișinău: Institutul de Energetică, 2022, vol. nr.13(28). ISBN 978-9975-158-68-8.

## ANEXE

### ANEXA 1

#### A1. Teoriile de formare a supratensiunilor la apariția arcului electric intermitent

Sunt prezentate trei teorii de formare a supratensiunilor la defecte monofazate prin arc electric intermitent [12, 40, 95]. Fiecare teorie se bazează pe ipoteze diferite de ardere a arcului, ceea ce determină momentul de stingere a acestuia. Momentul de stingere a arcului electric determină tensiunea pe neutrul rețelei și, ca urmare, supratensiunile pe faze. Totodată, aceste teorii unanim presupun că aprinderea arcului are loc la momentul atingerii valorii de amplitudine a tensiunii pe faza defectată. Tensiunea pe neutrul rețelei, care s-a format la prima străpungere a izolației, rămâne neschimbată până la următoarea străpungere a izolației.



**Fig. A1.1. Varianta mărită a procesului tranzitoriu la stingerea arcului electric pentru o rețea reală obținute în Simulink**

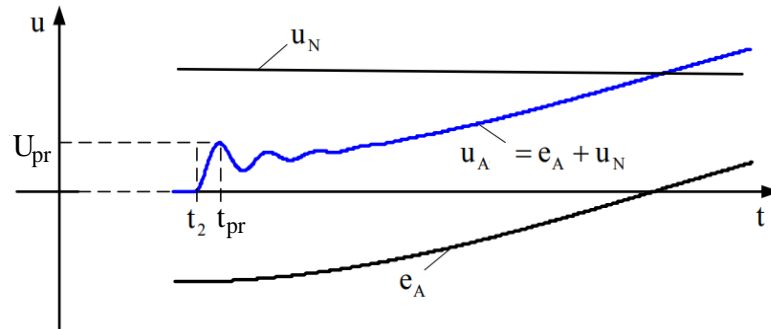
#### 1) Teoria Petersen

Teoria lui Petersen presupune că arcul electric se stinge la prima trecere prin zero a curentului total de punere la pământ. Deoarece amplitudinea componentei libere a acestui curent este cu mult mai mare ca cea forțată, se poate presupune că arcul se stinge la trecerea prin zero a componentei libere, adică peste o semiperioadă de pulsație a componentei libere  $\Delta t_{st} = \frac{T_1}{2} = \frac{\pi}{\omega_1}$ ,

$\Delta t_{st}$  unde este intervalul de timp de la aprinderea arcului până la stingerea lui. Deoarece pe faza



defectată se începe restabilirea tensiunii, arcul se poate aprinde din nou la tensiunea de prag  $U_{pr}$  (fig. A1.2).



**Fig. A1.2. Caracterul de restabilire a tensiunii pe faza defectată după stingerea arcului**

Deoarece teoria Petersen presupune că viteza de restabilire a rigidității electrice este mai mare ca viteza de creștere a tensiunii pe faza defectată, străpungerea nu are loc la tensiunea de prag. Se presupune că aprinderea arcului are loc la fiecare trecere prin maxim a componentei forțate a tensiunii pe faza defectată, adică la fiecare semiperioadă a frecvenței industriale.

Dacă se neglijează atenuarea tensiunii pe neutru, o oarecare a  $n$ -a străpungere va avea loc la tensiunea:

$$u_A^{(n)}(t) = u_N^{(n-1)} + E_m, \quad (\text{A1.1})$$

unde  $u_N^{(n-1)}$  este tensiunea formată pe neutrul rețelei la  $n-1$  aprindere a arcului electric.

După cum a fost demonstrat mai sus, amplitudinea componentelor libere ale tensiunilor pe fazele sănătoase, mereu vor fi egale cu valoarea tensiunii pe faza defectată la momentul aprinderii arcului, așa că se poate de scris, de exemplu, pentru faza B (analogic și pentru C):

$$U_{Bmlb}^{(n)} = u_{Ain}^{(n)}(t_n) = u_N^{(n-1)} + E_m. \quad (\text{A1.2})$$

Valoarea maximă a supratensiunii pe faza B va fi atinsă după intervalul de timp  $\Delta t_{st} = \frac{T_1}{2} = \frac{\pi}{\omega_1}$  și, cu luarea în considerație a capacităților între faze și a atenuării, va fi:

$$\begin{aligned} U_{Bmax}^{(n)} &= u_{Bfr}^{(n)}(t_n + \Delta t_{st}) + u_{Blb}^{(n)}(t_n + \Delta t_{st}) = \\ &= 1,5 \cdot E_m + (u_N^{(n-1)} + E_m) \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) \end{aligned} \quad (\text{A1.3})$$

Din motiv că tensiunea pe neutru crește de la străpungere la străpungere, supratensiunile pe fazele sănătoase la fel cresc. Dar se poate de demonstrat că după un anumit număr de cicluri de aprindere-stingere ale arcului electric, tensiunile pe fazele sănătoase și tensiunea pe neutru nu vor mai crește. Pentru aceasta se egalează tensiunile maxime ale ciclului la care nu va mai avea loc creșterea cu tensiunile ciclului trecut:

$$\begin{aligned} U_{B \max}^{(n)} &= U_{B \max}^{(n-1)} \\ U_{N \max}^{(n)} &= U_{N \max}^{(n-1)} \end{aligned} \quad (A1.4)$$

Dacă această egalitate, în anumite condiții, va avea loc, atunci creșterea tensiunii va înceta la un anumit ciclu.

În conformitate cu relația (A1.4), și luând în considerație că tensiunea pe neutru la a  $n$ -a aprindere poate fi exprimată prin tensiunile fazelor sănătoase la a  $n-1$  – a aprindere, se poate de scris (tensiunile pe fazele sănătoase se consideră egale):

$$U_{N \max}^{(n)} = \frac{1}{3}(U_{B \max}^{(n-1)} + U_{C \max}^{(n-1)}) = \frac{2}{3}U_{B \max}^{(n-1)}. \quad (A1.5)$$

Ținând seama de relațiile (A1.4) și (A1.5), relația (A1.3) devine:

$$U_{B \max}^{(n)} = 1,5 \cdot E_m + \left(\frac{2}{3} \cdot U_{B \max}^{(n)} + E_m\right) \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}). \quad (A1.6)$$

Din relația (A1.6) poate fi determinată tensiunea maximă posibilă:

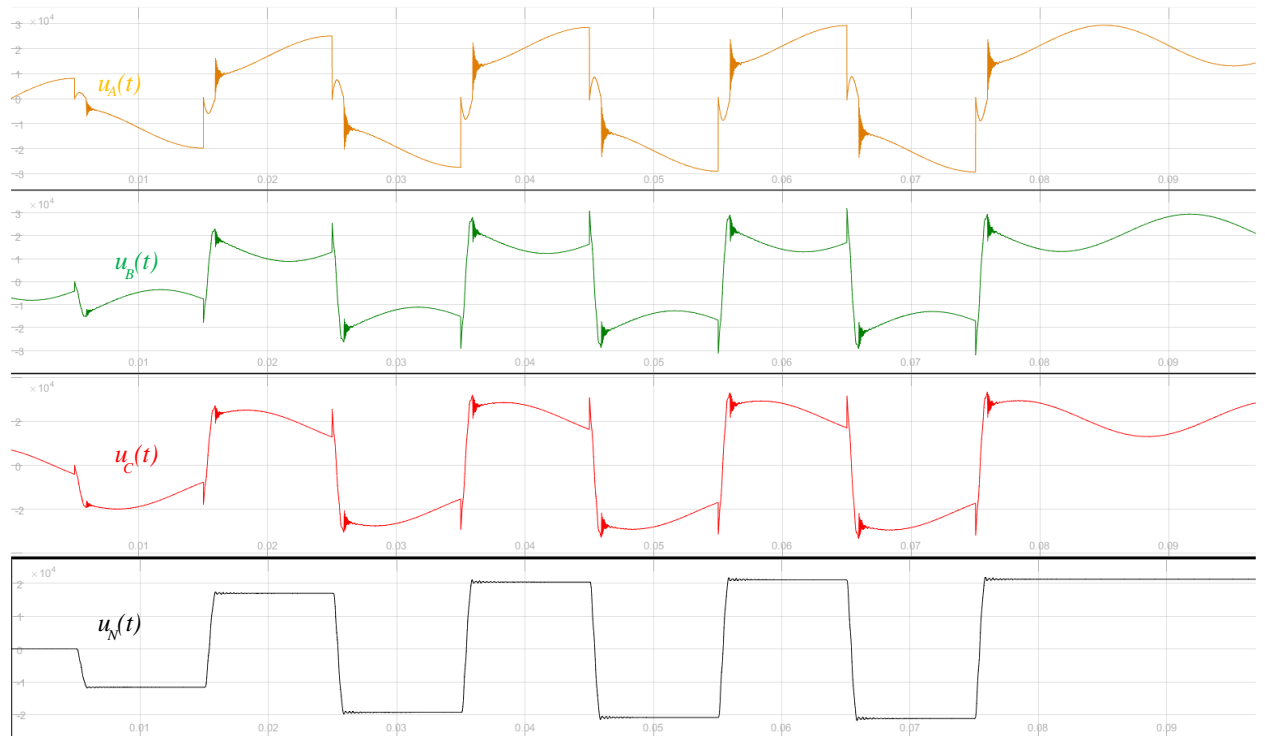
$$U_{B \max}^{(n)} = E_m \cdot \frac{1,5 + (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1})}{1 - \frac{2}{3} \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1})}. \quad (A1.7)$$

Dacă se consideră capacitățile mutuale ( $k_C=0,2$ ) și atenuarea componentei libere ( $k_{\delta_1}=0,1$ ), atunci tensiunea maximă, în conformitate cu teoria Petersen, poate fi:

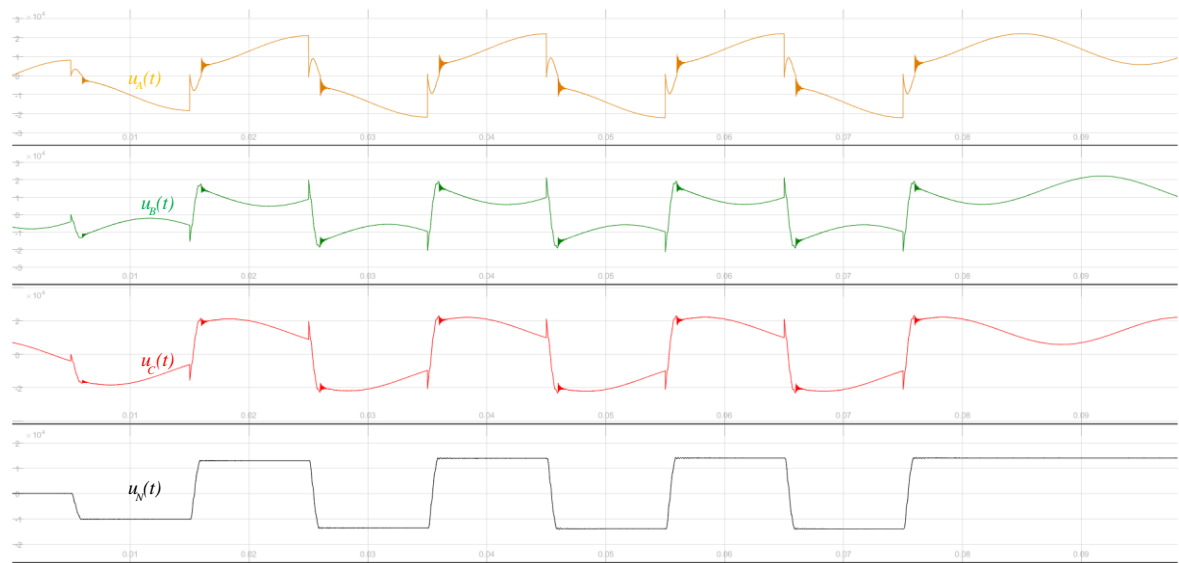
$$U_{B \max}^{(n)} = E_m \cdot \frac{1,5 + (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1)}{1 - \frac{2}{3} \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1)} = 4,27 \cdot E_m. \quad (A1.8)$$

Simularea în Simulink a unei rețele cu neutru izolat arată că stabilizarea tensiunii pe neutru are loc în decurs de opt cicluri de aprinderi-stingeri ale arcului electric (fig. A1.3), tensiunea maximă este atinsă în decurs de patru perioade ale frecvenței industriale, adică în 0,08 s. Rețeaua electrică se poate afla în așa stare destul de mult timp, ceea ce suprasolicită izolația acesteia.



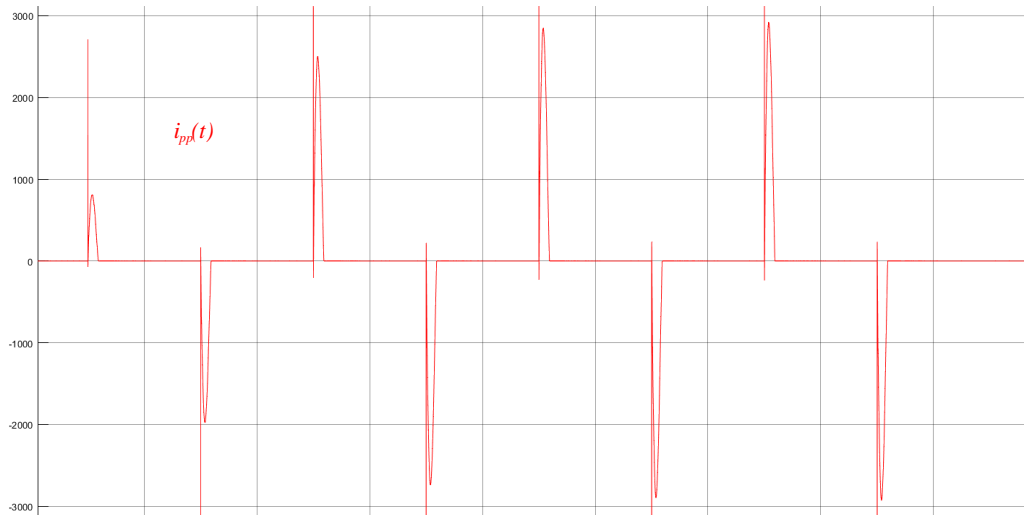


**Fig. A1.3. Curbele obținute prin simulare în Simulink ai teoriei lui Petersen pentru o rețea cu neutrul izolat ( $R_{pp}=3 \Omega$ )**



**Fig. A1.4. Curbele obținute în Simulink după teoria Petersen pentru o rețea cu neutrul izolat ( $R_{pp}=5 \Omega$ )**

Rezistența de punere la pământ s-a considerat  $3 \Omega$ . De menționat că mărimea rezistenței de punere la pământ influențează considerabil valoarea supratensiunilor, prin limitarea tensiunii maxime care poate apărea pe neutrul rețelei. Ca exemplu pot fi prezentate aceleași curbe, obținute la o rezistență de punere la pământ de  $5 \Omega$  (fig. A1.5).



**Fig. A1.5. Curba curentului de punere la pământ obținută în Simulink după teoria Petersen pentru o rețea cu neutrul izolat**

## 2) Teoria Peters-Slepian

Această teorie se deosebește de prima numai prin momentul presupus de stingere a arcului electric. În acest caz arcul electric se stinge nu la trecerea prin zero a curentului total de punere la pământ, ci la trecerea prin zero a componentei forțate de frecvență industrială. De regulă, la acest moment de timp, componentele libere ale tensiunilor și a curentului deja atenuază. Deci, pentru tensiunea pe neutru la a  $n$ -a străpungere, se poate de scris:

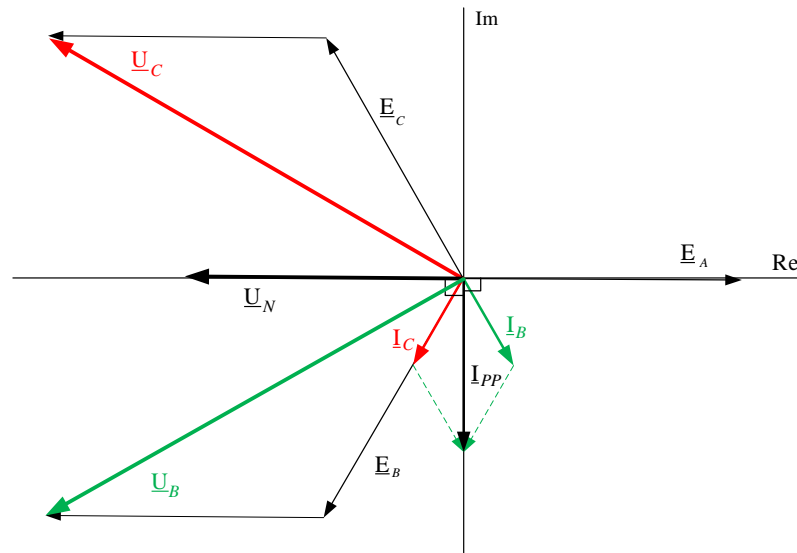
$$u_N^{(n)}(t) = \frac{1}{3} \cdot [u_{Bfr}(t) + u_{Cfr}(t)] = -u_A(t) = -E_m \cdot \sin \omega t_{st}^{(n-1)}, \quad (A1.9)$$

unde  $t_{st}^{(n-1)}$  este momentul de timp la care a avut loc stingerea precedentă.

Dacă se consideră tensiunea pe faza A cu faza inițială egală cu zero ( $\varphi_A=0^\circ$ ), atunci faza inițială a componentei forțate a curentului de punere la pământ, va fi de  $270^\circ$ , sau  $\frac{3\pi}{2}$ . Deci,

componenta forțată a curentului va rămâne în urmă cu  $\frac{\pi}{2}$  de t.e.m. a fazei A și va fi în avans de

tensiunea pe neutru cu  $\frac{\pi}{2}$  (fig. A1.7).

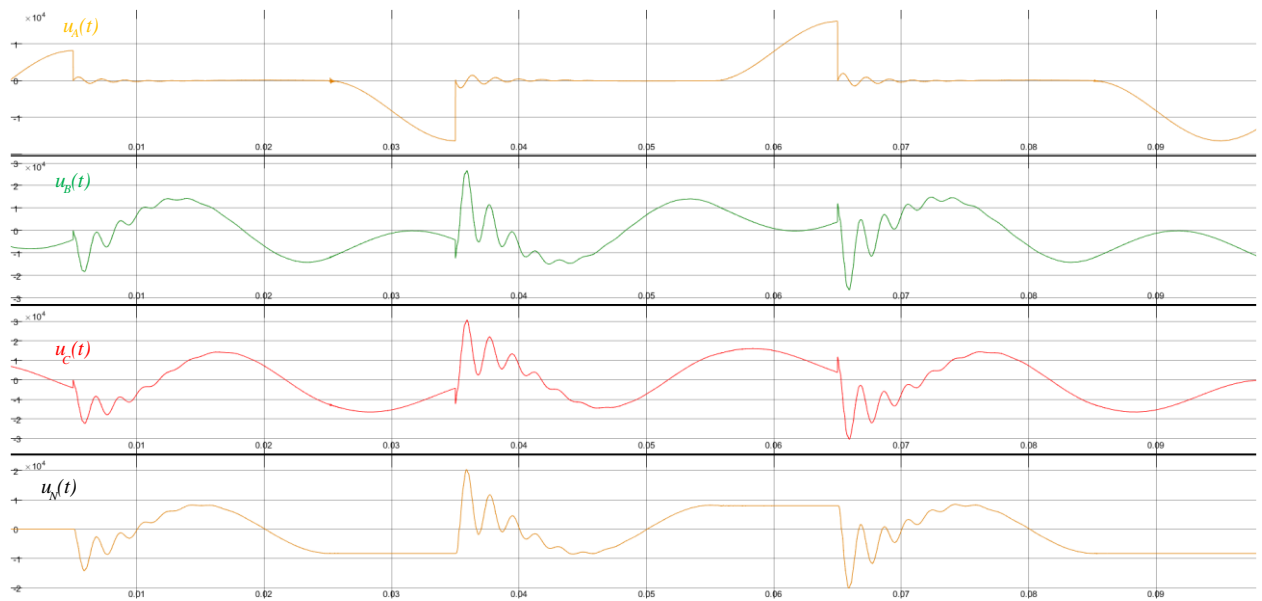


**Fig. A1.6. Diagrama vectorială a componentelor forțate**

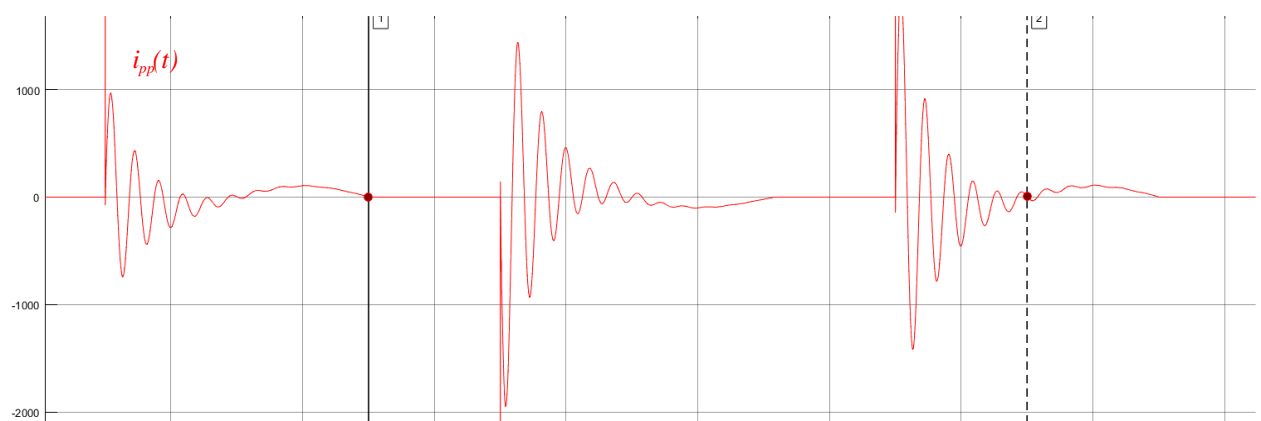
De unde reiese că în momentele de trecere prin zero a componentei forțate, tensiunea pe neutru va atinge valoarea de amplitudine, cu semnul „+” sau „-”, cu alte cuvinte, atunci când  $\omega t_{st}^{(i)}$  va fi  $\frac{\pi}{2}$ , tensiunea pe neutru va fi  $-E_m$ , iar când  $\omega t_{st}^{(i)}$  va fi  $\frac{3\pi}{2}$  tensiunea pe neutru va fi  $+E_m$ .

După stingerea arcului electric, în decurs de o semiperioadă a frecvenței industriale, tensiunea pe faza defectată atinge valoarea maximă, care este egală cu  $-2E_m$  sau  $+2E_m$ , întrucât se suprapune tensiunea pe neutru, care, după stingerea arcului a rămas  $-E_m$  sau  $+E_m$ , cu t.e.m. a fazei defectate, care la acest moment la fel atinge valoarea de amplitudine  $-E_m$  sau, corespunzător  $+E_m$ . În acest mod, amplitudinea componentei libere va fi  $2E_m$ . Deci, în conformitate cu teoria Peters-Slepian, supratensiunea maximă, cu luarea în considerare a capacităților mutuale și a atenuării componentei libere, poate atinge următoarea valoare:

$$\begin{aligned}
 U_{B\max} = U_{C\max} &= 1,5 \cdot E_m + 2 \cdot E_m \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) = \\
 &= 1,5 \cdot E_m + 2 \cdot E_m \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1) = 2,94 \cdot E_m
 \end{aligned}
 \tag{A1.10}$$



**Fig. A1.7. Curbele obținute în Simulink după teoria Peters-Slepian pentru o rețea cu neutrul izolat**



**Fig. A1.8. Curba curentului de punere la pământ obținută în Simulink după teoria Peters-Slepian pentru o rețea cu neutrul izolat**

### *c) Teoria Beleacov*

Teoria Beleacov, spre deosebire de teoria Petersen, presupune că stingerea arcului electric poate avea loc atât la prima trecere prin zero a curentului de punere la pământ, cât și la oricare altă trecere prin zero a acestui curent. Aprinderea arcului se consideră, ca și în celelalte teorii, că are loc când tensiunea pe faza defectată atinge valoarea de amplitudine. În acest caz, tensiunea pe neutru va atinge și ea valoarea de amplitudine, cu semn opus față de t.e.m. a fazei defectate. Se poate presupune că t.e.m. nu se modifică în decursul arderii arcului. La fel, dacă se neglijează atenuarea componentei libere a tensiunii de restabilire pe faza defectată după stingerea arcului,

adică  $e^{-\delta_2 \cdot (t-t_2)} = 1$ , și se consideră  $\omega_2 \cdot (t-t_2) = \pi$ , atunci, în conformitate cu relația (A1.9), pentru tensiunea de prag este valabilă relația (fig.A1.5):

$$\begin{aligned} U_{pr} &= e_A(t_2) + u_N(t_2) - [e_A(t_2) + u_N(t_2)] \cdot e^{-\delta_2 \cdot (t-t_2)} \cdot \cos \omega_2 \cdot (t-t_2) = \\ &= 2 \cdot (e_A(t_2) + u_N(t_2)) = 2 \cdot (u_N(t_2) - E_m). \end{aligned} \quad (A1.11)$$

Relația (A1.11) permite determinarea tensiunii pe neutru reieșind din rigiditatea electrică așteptată. În urma unor experimente, făcute de N.N. Beleacov, s-a constatat că în rețelele 6-10 kV, arcul nu se aprinde din nou sub acțiunea tensiunii de restabilire a fazei sănătoase, dacă  $U_{pr} \leq 0,4E_m$  [24]. Acceptând  $U_{pr} = 0,4E_m$ , din relația (A1.11), se obține valoarea tensiunii pe neutru, care s-a format la ciclul precedent de aprindere-stingere al arcului electric:

$$U_N = \frac{U_{pr}}{2} + E_m = \frac{0,4 \cdot E_m}{2} + E_m = 1,2 \cdot E_m. \quad (A1.12)$$

Teoria Beleacov presupune un unghi critic de aprindere a arcului  $\varphi_{cr}$ , diferit de  $\frac{\pi}{2}$ , care determină supratensiunea maximă pe fazele sănătoase. Tensiunile pe fazele sănătoase, conform (3.51), (3.53) și (3.57), pot fi exprimate astfel:

$$\left. \begin{aligned} u_B(t) &= u_{Bfr}(t) + [u_{Bin}(t) - u_{Bfr}(t)] \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1) \\ u_C(t) &= u_{Cfr}(t) + [u_{Cin}(t) - u_{Cfr}(t)] \cdot e^{-\delta_1 \cdot (t-t_1)} \cdot \cos \omega_1 \cdot (t-t_1) \end{aligned} \right\}, \quad (A1.13)$$

unde:

$$\begin{aligned} u_{Bfr}(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 210^\circ); \\ u_{Cfr}(t) &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 150^\circ); \quad u_{Bin}(t) = e_B(t) + u_N(t) = E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 240^\circ) + u_N(t); \\ u_{Cin}(t) &= e_C(t) + u_N(t) = E_m \cdot \sin(\omega \cdot t + 120^\circ) + u_N(t). \end{aligned}$$

Valoarea maximă a supratensiunii va avea loc dacă se îndeplinește condiția:  
 $\cos \omega_1 \cdot (t-t_1) = -1$ .

Luând în considerație relațiile de mai sus, capacitățile mutuale, atenuarea componentei libere și înlocuind  $\omega t \rightarrow \varphi_{cr}$  relațiile (A1.13) devin:

$$\left. \begin{aligned} U_{Bmax} &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\varphi_{cr} + 210^\circ) + \\ &+ [\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\varphi_{cr} + 210^\circ) - E_m \cdot \sin(\varphi_{cr} + 240^\circ) - U_N] \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}); \\ U_{Cmax} &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\varphi_{cr} + 150^\circ) + \\ &+ [\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(\varphi_{cr} + 150^\circ) - E_m \cdot \sin(\varphi_{cr} + 120^\circ) - U_N] \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}). \end{aligned} \right\} \quad (A1.14)$$

Pentru a determina unghiul critic, la care tensiunile ating maximul, se va egala cu zero

$$\text{derivata de la tensiunile pe faze: } \frac{dU_{B\max}}{d\varphi_{cr}} = 0, \quad \frac{dU_{C\max}}{d\varphi_{cr}} = 0.$$

În urma derivării se obține:

$$\left. \begin{aligned} &\sqrt{3} \cdot E_m \cdot [1 + (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1})] \cdot \cos(\varphi_{cr} + 210^\circ) - \\ &- E_m \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) \cdot \cos(\varphi_{cr} + 240^\circ) = 0; \\ &\sqrt{3} \cdot E_m \cdot [1 + (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1})] \cdot \cos(\varphi_{cr} + 150^\circ) - \\ &- E_m \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) \cdot \cos(\varphi_{cr} + 120^\circ) = 0. \end{aligned} \right\} \quad (\text{A1.15})$$

Dacă se rezolvă ecuațiile din relația (A1.15), se obțin unghiurile critice pentru fazele sănătoase ( $k_C=0,2$ ,  $k_{\delta I}=0,1$ ):

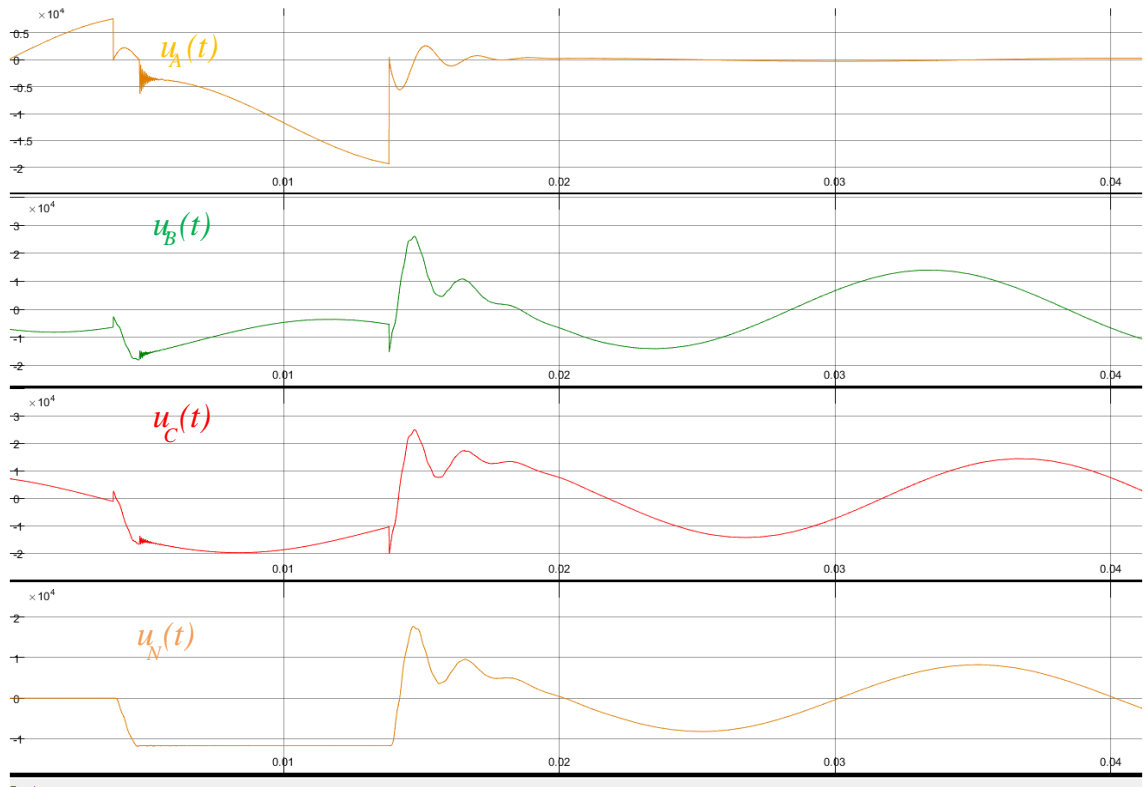
$$\left. \begin{aligned} \text{Faza B} \rightarrow \omega \cdot t_{cr} = \varphi_{cr} &= \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) + \sqrt{3} = 68,7^\circ; \\ \text{Faza C} \rightarrow \omega \cdot t_{cr} = \varphi_{cr} &= -\frac{2}{\sqrt{3}} \cdot (1 - k_C) \cdot (1 - k_{\delta_1}) - \sqrt{3} = -68,7^\circ \end{aligned} \right\}, \quad (\text{A1.16})$$

unde  $t_{cr}$  este timpul critic, dacă aprinderea arcului are loc anume în acest moment de timp, supratensiunea pe fazele sănătoase va fi maximă.

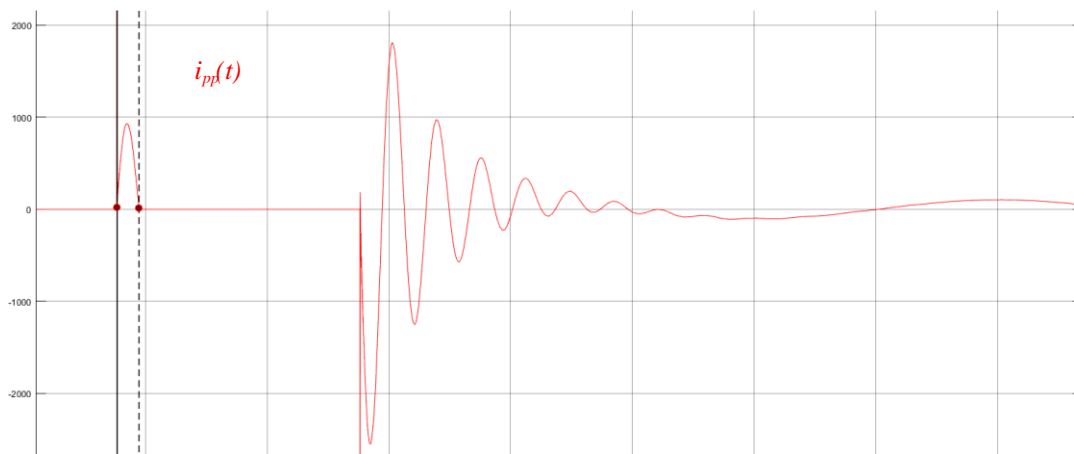
Se observă că unghiul critic pentru faza C s-a obținut negativ, ceea ce fizic nu poate fi, întrucât timpul este unidirecțional. În concluzie, supratensiunea maximă, în conformitate cu teoria Beleacov, va apărea pe faza B.

Dacă rezultatul obținut în (A1.12) se introduce în (A1.13), cu luarea în considerație (A1.4), se obține supratensiunea maximă în conformitate cu teoria Beleacov:

$$\left. \begin{aligned} U_{B\max} &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(68,7^\circ + 210^\circ) + [\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(68,7^\circ + 210^\circ) - \\ &- E_m \cdot \sin(68,7^\circ + 240^\circ) - 1,2 \cdot E_m] \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1) \approx 3,25 \cdot E_m; \\ U_{C\max} &= \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(68,7^\circ + 150^\circ) + [\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \sin(68,7^\circ + 150^\circ) - \\ &- E_m \cdot \sin(68,7^\circ + 120^\circ) - 1,2 \cdot E_m] \cdot (1 - 0,2) \cdot (1 - 0,1) \approx 2,62 \cdot E_m. \end{aligned} \right\} \quad (\text{A1.17})$$



**Fig. A1.9. Curbele obținute în Simulink după teoria Beleacov pentru o rețea cu neutrul izolat**



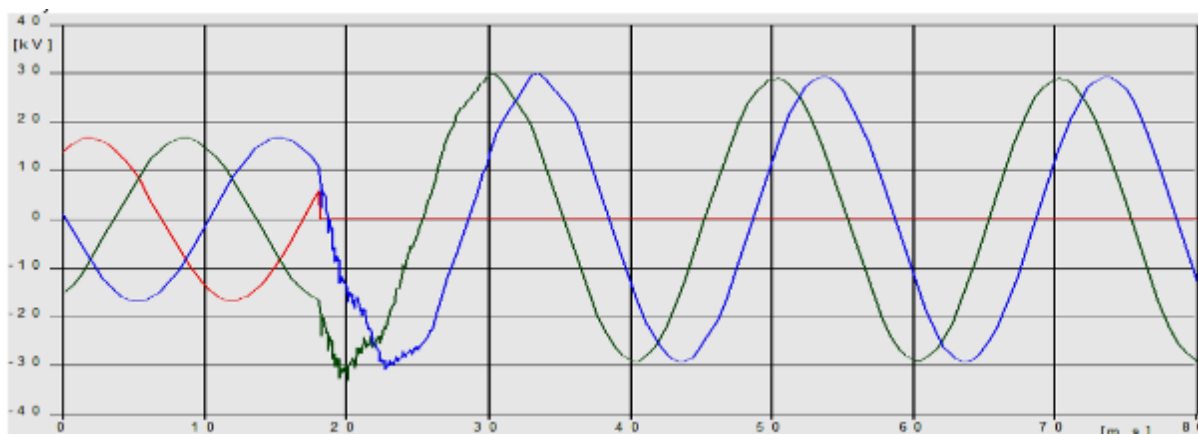
**Fig. A1.10. Curba curentului de punere la pământ obținută în Simulink după teoria Beleacov pentru o rețea cu neutrul izolat**

Dacă unghiul de aprinderea arcului electric ia valoarea  $\frac{\pi}{2}$ , supratensiunea va fi:

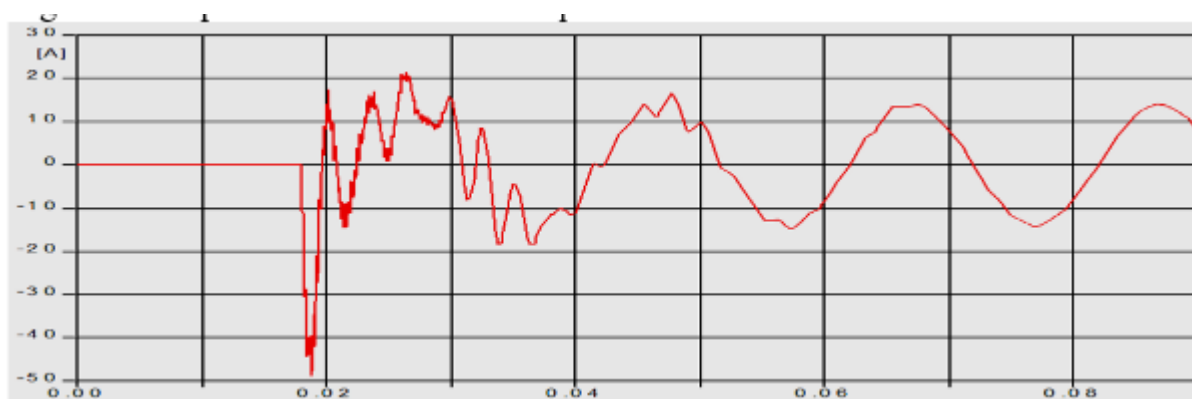
$$U_{B_{\max}} = U_{C_{\max}} \approx 3,08 \cdot E_m. \quad (A1.18)$$

În figura A1.11 se prezintă curbele obținute prin Simulink pentru teoria Beleacov. Din această figură se observă că tensiunea pe faza B este puțin mai mare decât cea pe faza C, și anume  $U_{B_{\max}}=34,5 \text{ kV}$ ,  $U_{C_{\max}}=33,2 \text{ kV}$ .

În continuare se prezintă o serie de curbe [34], obținute pe cale experimentală, prin monitorizare unei rețele de medie tensiune reale cu neutrul izolat.



**Fig. A1.11. Curbele tensiunilor la prima străpunere a izolației**

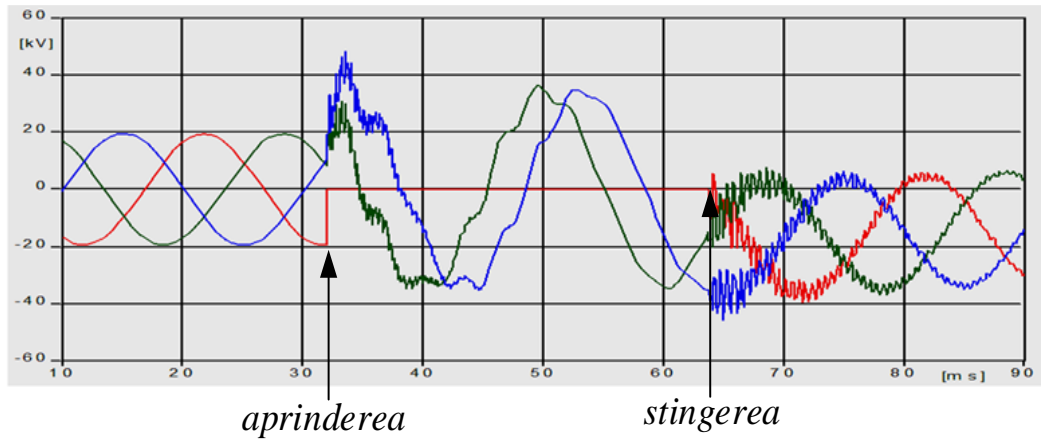


**Fig. A1.12. Curba curentului de punere la pământ la prima străpunere a izolației**

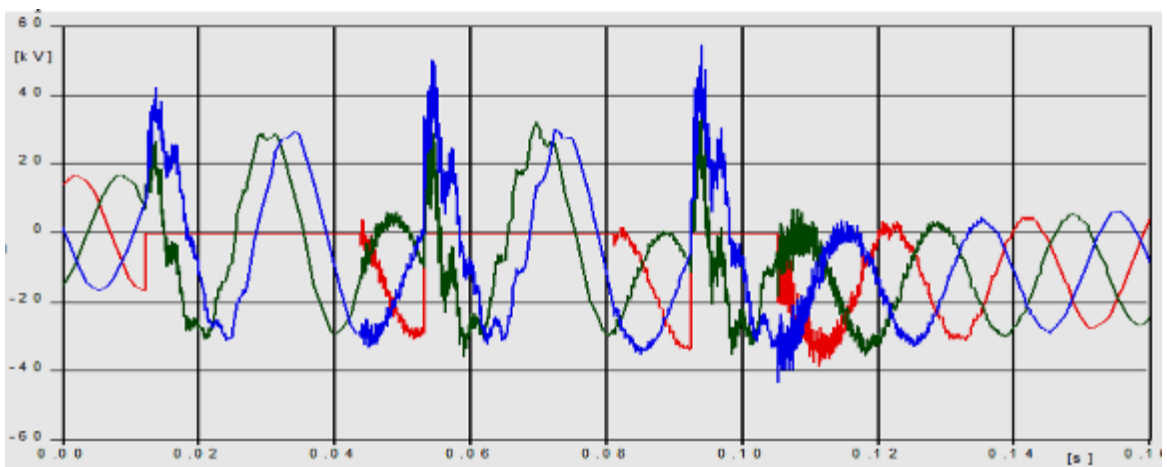
În figura A1.10 sunt prezentate curbele tensiunilor pe faze în cazul unei puneri metalice la pământ. După străpunerea izolației are loc un proces tranzitoriu, după care se instalează regimul stabilizat de punere la pământ. Supratensiunile ating următoarele valori: pe faza B –  $1,98E_m$ , pe C –  $1,84E_m$ .

Din figura A1.13 se observă că curentul de punere la pământ, la începutul procesului tranzitoriu atinge valori destul de mari, amplitudinea componentei libere poate depăși cu mult amplitudinea curentului în regim stabilizat de punere la pământ, ceea ce se vede și în figura A1.14.

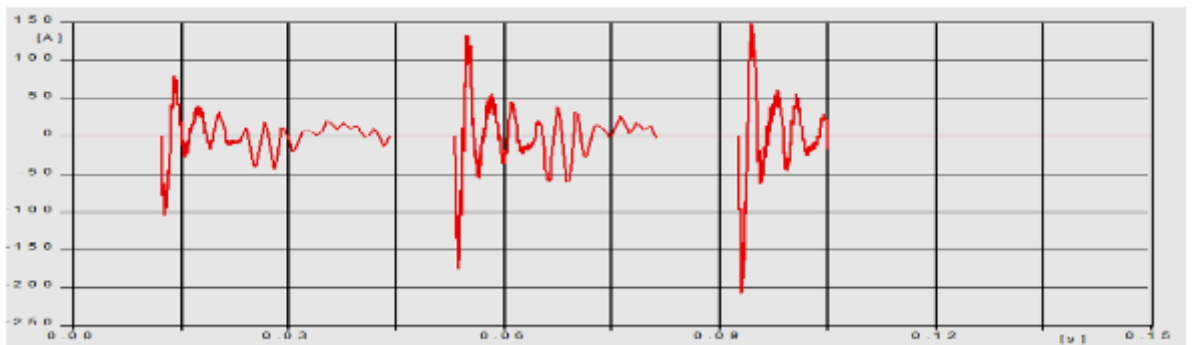




**Fig. A1.13. Curbele tensiunilor la aprinderea și apoi stingerea arcului electric**

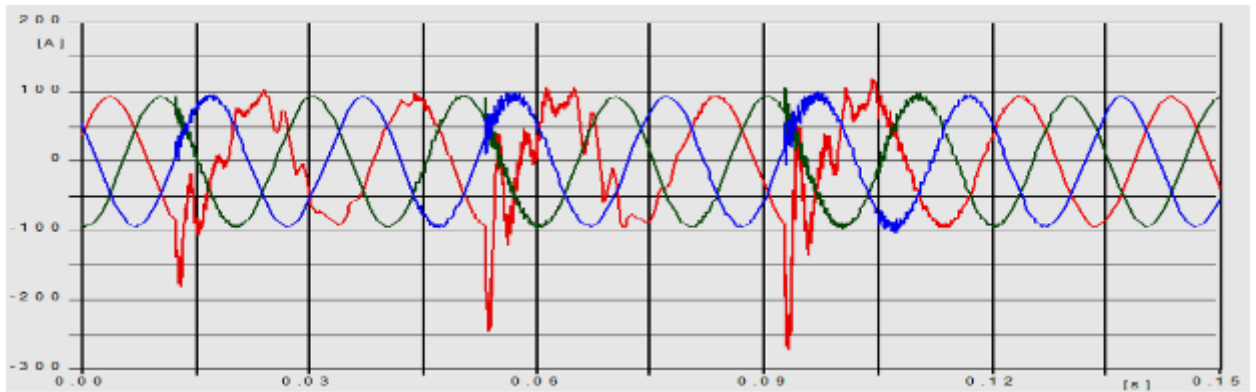


**Fig. A1.14. Curbele tensiunilor în cazul apariției arcului electric intermitent**



**Fig. A1.15. Curba curentului de punere la pământ în cazul apariției arcului electric intermitent**

În figura A1.15 sunt prezentate curbele tensiunilor pe faze în cazul punerii la pământ prin arc electric intermitent. Se observă creșterea supratensiunilor la repetarea ciclului de aprindere-stingere a arcului electric.



**Fig. A1.16. Curbele curenților prin fazele liniei electrice în care are loc punerea la pământ prin arc electric intermitent**

Din figura A1.16 se observă că amplitudinea componentei libere a curentului de punere la pământ poate depăși considerabil amplitudinea curentului de sarcină.

Din curbele prezentate mai sus se constată că în rețelele reale, în cazul proceselor tranzitorii la punerea unei faze la pământ, apar mai multe componente libere cu diferite frecvențe, care se suprapun pe componenta forțată de frecvență industrială. Explicația rezidă din faptul că rețeaua reală este un circuit electric cu parametrii distribuiți, în care are loc schimb permanent de energie între câmpul electric și cel magnetic, ceea ce duce la apariția proceselor oscilatorii de frecvență înaltă, care se suprapun pe curbele de bază ale tensiunilor. Totodată, predomină o singură componentă liberă, care și determină în cea mai mare măsură supratensiunile. Modelele matematice prezentate iau în considerație doar componenta liberă predominantă. În prezent se fac încercări de găsi metode de calcul mai exacte al acestor procese, prin utilizare metodelor analitice mai sofisticate și prin modelări în soft-uri specializate.



Societatea pe Acțiuni  
„REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE NORD”

MD 3100, mun. Bălți, str. Ștefan cel Mare,  
180 „A” tel: +373 231 53100, fax: +373 231  
53118  
email: anticamera@rednord.md;

Nr. SET-03/431 din 10.03.23 2023

CERTIFICAT

Prin prezentul certificat se confirmă că lectorul univ. Dobrea Ina, Departamentul Energetica, a fost membrul grupului de executori în cadrul Contractului științific cu tema: „Analiza regimului de punere la pământ în rețelele de medie tensiune ale S.A. „RED Nord””, având ca obiectiv *analiza regimurilor de punere la pământ în rețelele electrice de medie tensiune. Determinarea curenților de punere la pământ. Analiza metodelor și mijloacelor de reglare automată a bobinelor de stingere. Recomandări privind reducerea curenților capacitivi și alegerea dispozitivelor de reglare automată a bobinelor de stingere în rețelele electrice de medie tensiune ale S.A. „RED Nord”*.

În urma executării cercetărilor științifice în cadrul Contractului, rezultatelor obținute și recomandărilor elaborate la stațiile electrice „Centrala” 110/10 kV, Bălți-330 kV” 330/110/10 kV și „CET-Nord” 110/10 kV a fost implementat: programul de calcul a curenților capacitivi de punere la pământ care permite a determina acești curenți pentru orice configurație a rețelei, inclusiv și la modificarea secțiunilor conductoarelor și cablurilor pe sectoare; recomandările expuse în raport.

Director tehnic

Corbu Viorel





### ACT DE IMPLEMENTARE

a rezultatelor științifice și practice ale doamnei Ina DOBREA  
obținute în cadrul cercetărilor științifice la teza de doctor  
„Îmbunătățirea regimului de funcționare a rețelelor electrice de distribuție 6-35 kV  
prin alegerea modului de tartare a neutrului”,  
implementate în procesul de studii la Facultatea de Energetică și Inginerie Electrică

În scopul confirmării actului de implementare a rezultatelor științifice și practice, obținute de către doamna Ina DOBREA în cadrul tezei sale de doctorat la Facultatea de Energetică și Inginerie Electrică, Universitatea Tehnică a Moldovei a fost instituită o Comisie în următoarea componență:

Președintele Comisiei: **GROPA Victor**, conf. univ., dr., decan FEIE  
Membrii Comisiei: **BRAGA Dumintru**, lect. univ., dr., șef Departament Energetica  
**HLUSOV Vioreca**, conf. univ., dr.

Comisia a constatat următoarele:

1. La Departamentul Energetica a fost elaborat și confecționat un stand modern de laborator „Analiza metodelor de tratare a neutrului în rețelele 6-35 kV”. Standul permite modelarea regimurilor de tratare a neutrului: izolat, compensat în cazul defectelor monofazate metalice și prin arc electric.

Echipa de lucru: prof. univ., dr. Ion Stratan, lect. univ. Ina Dobrea, cercetătorul științific Boris Jingan, ing. Eugen Tighineanu.

Punerea în aplicație a lucrării de laborator se planifică în anul de studii 2023-2024, disciplina Partea Electrică a Centralelor și Stațiilor.

2. Rezultatele obținute sunt utilizate în cursurile Transportul și Distribuția Energiei Electrice (TDEE - titularul disciplinei prof. univ. Ion SRTATAN) și Partea Electrică a Centralelor și Stațiilor (PECS - titularul disciplinei lect. univ. Ina Dobrea). Materialele didactice sunt publicate pe platforma Moodle.

GROPA Victor  
BRAGA Dumintru  
HLUSOV Vioreca







Proiecte de diplomă | moodle.utm.md/course/view.php?id=1220

Proiecte de diplomă | http://www.youtu... | Clasa servicei sata... | Jurnalul englez... | Măcașe sîmpetere... | Cîmpul mîncîtoare... | Arhivarea A&T oc... | www.fincos.ro... | rețelele atlu cu vîlta...

home | Tablou de bord | Evenimente | Cursurile mele | Anchetări | Serviciul de cursuri

Cursurile mele > Partea electrică a centralilor

General

**Partea electrică a centralelor și stațiilor**

Autor curs: lector universitar Dobrea Ina

Meniu principal

Tablou de bord

PS: reutilizabil - Google Chrome

Nesecurizat | moodle.utm.md/pluginfile.php/20142/mod\_resource... | 1 / 1 | - | + |

Partea electrică a centralelor și stațiilor

4. TABLA REZUMĂRII

"Partea electrică" este punctul central al influenței transformatorului și generatoarelor conectate la rețea. Pentru fiecare nivel de tensiune se recomandă utilizarea în "partea electrică" de centrale în "tranzit" în partea electrică a unui nivel inferior (Fig. 1.1).

Figura 1.1. Partea electrică a centralelor

În regim normal, centralele și stațiile de distribuție și alimentare sunt conectate la rețea electrică și funcționează în mod normal. În caz de defect, acestea pot fi conectate la rețea electrică și funcționează în mod normal. În caz de defect, acestea pot fi conectate la rețea electrică și funcționează în mod normal.

Manuale recomandate

Prezentare Power Point

PEC curs



ORGANIZERS:      PARTNERS:  

# **SIEMEN** October 2017

## **Certificate of Participation**

Offered to Mr / Ms

**INA DOBREA, CORNOVAN IRINA**

Analysis of the actual situation regarding the methods of processing the neutral in the 6-35 kV networks  
in recognition of the interesting presentation and high scientific contribution to

### **11<sup>th</sup> INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTROMECHANICAL AND POWER SYSTEMS**

11 october, Iasi, România  
12-13 october, Chişinău, Rep. Moldova

Dorin LUCACHE

Ilie NUCA

Sergiu IVANOV



**SIELMEN 2019**  
**DIPLOMA OF PARTICIPATION**

Awarded to

Ina Dobra

*The opportunity to treat the neutral through the resistor or combined compensation  
coil - resistor*

In acknowledgement of your participation at the  
12<sup>th</sup> International Conference on Electromechanical and Power Systems

CHAIRS OF THE ORGANIZING COMMITTEE

Sergiu IVANOV

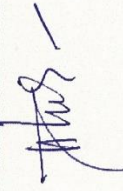


09-11.10.2019

Ilie NUCĂ



Dorin Dumitru LUCACHE



Craiova - Chişinău







**USAID**  
FROM THE AMERICAN PEOPLE

**USIEA**  
United States Energy Association

## *Ina Dobrea*

*has successfully completed the following DigSILENT Power Factory training: Introduction to Power Factory; Dynamic Stability; Advanced Load Flow and Steady State Stability; and Renewable Energy Integration*

*Moldova Energy Transition Activity*

*The United States Agency for International Development and  
The United States Energy Association*

*Chisinau, Moldova*

*William L. Polen*  
Senior Director  
United States Energy Association

*September 23, 2022*

*Steven S. Burns, PhD, PE*  
Chief, Energy and Infrastructure  
Bureau for Europe and Eurasia  
United States Agency for International Development





# СЕРТИФИКАТ

The authenticity of this certificate can be checked using the QR-code on the website of DMCC-Engineering that issued this certificate.

№ 2022088



настоящим удостоверяется, что


## Dobrea Ina


успешно прошла тренинг  
«**DIGSILENT POWERFACTORY: BASIC FUNCTIONS**»,  
который проходил с 23 по 27 мая 2022 г.

*В рамках проведенного тренинга рассмотрены следующие вопросы:*

- ▶ Работа в PowerFactory
- ▶ Расчет установившихся режимов
- ▶ Оперативные сценарии и Этапы развития сети
- ▶ Расчет токов короткого замыкания в PowerFactory.

The authenticity of this certificate can be checked using the QR-code on the website of DMCC-Engineering that issued this certificate.

  
Павел Горошко

  
к.т.н. Антон Стелюк



# СЕРТИФИКАТ

The authenticity of this certificate can be checked using the QR-code on the website of DMCC-Engineering that issued this certificate.

№ 2022100



настоящим удостоверяется, что


## Dobrea Ina


успешно прошла тренинг  
*«Electromechanical Transient and Dynamic Stability  
PowerFactory Training»*,  
который проходил с 20 по 24 июня 2022 г.

*В рамках проведенного тренинга рассмотрены следующие вопросы:*

- ▶ Теоретические основы динамической устойчивости
- ▶ Моделирование переходных процессов в PowerFactory
- ▶ Модели систем автоматического регулирования генератора и возобновляемых источников энергии
- ▶ Устойчивость по углу ротора
- ▶ Колебательная устойчивость
- ▶ Устойчивость по частоте

The authenticity of this certificate can be checked using the QR-code on the website of DMCC-Engineering that issued this certificate.

  
к.т.н. Вячеслав Гречко

  
к.т.н. Антон Стелюк



# СЕРТИФИКАТ

The authenticity of this certificate can be checked using the QR-code on the website of DMCC-Engineering that issued this certificate.

№ 2022112



настоящим удостоверяется, что

## Dobrea Ina

успешно прошла тренинг  
**«Расширенные расчеты установившихся режимов и  
статической устойчивости энергосистем»**,  
который проходил с 22 по 26 августа 2022 г.

*В рамках проведенного тренинга рассмотрены следующие вопросы:*

- ▶ Расчет аварийных ситуаций
- ▶ Модели систем противоаварийного управления
- ▶ Расчет статической устойчивости с использованием PV- и QV-кривых
- ▶ Расчет пропускной способности сечений
- ▶ Квазидинамическое моделирование режимов энергосистем

**к.т.н. Лукьян Лукьяненко**

**Леньга Олег**

The authenticity of this certificate can be checked using the QR-code on the website of DMCC-Engineering that issued this certificate.



**USAID**  
DIN PARTEA POPORULUI  
AMERICAN

# CERTIFICAT

se confirmă participarea cu succes a

**DOBREA INA**

la atelierul “Panouri Solare, Centrale Eoliene, Tehnologii de stocare a energiei”  
organizat cu suportul Proiectului USAID Securitatea Energetică a Republicii  
Moldova, finanțat de USAID Moldova.

26 - 28 septembrie 2022  
Chișinău, Republică Moldova

Armen Arzumanyan  
Directorul Proiectului USAID  
USAID Securitatea Energetică a Republicii Moldova  
Moldova Energy Security Activity (MESA)

## DECLARAȚIA PRIVIND ASUMAREA RĂSPUNDERII

Subsemnata, Dobrea Ina, declar pe răspundere personală că materialele prezentate în teza de doctorat sunt rezultatul propriilor cercetări și realizări științifice. Conștientizez că, în caz contrar, urmează să suport consecințele în conformitate cu legislația în vigoare.

DOBREA Ina


Semnătura



Data

15.11.1023

## CURRICULUM VITAE

<b>Numele, prenumele:</b>	DOBREA Ina	
<b>Data și locul nașterii:</b>	28.02.1970, orașul Chișinău, Republica Moldova	
<b>Cetățenia:</b>	Republica Moldova	
<b>Studii:</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- 1992 - diplomă de inginer-electrician, specialitatea Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale, Institutul Politehnic „S. Lazo” din or. Chișinău, Facultatea de Energetică;</li><li>- 2001 - diplomă de masterat, specialitatea Electroenergetică, UTM, FE, catedra EE.</li><li>- 2002-2005 - studii de doctorat, specialitatea „Centrale electrice (partea electrică), rețele electrice, sisteme electroenergetice și dirijarea lor”, UTM.</li></ul>	
<b>Stagii:</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- 1998 Stagiul de perfecționare Universitatea Politehnică din București.</li><li>- 2011 Stagiul de practică în cadrul formării continue la întreprinderea S.A. „Apa Canal Chișinău”</li></ul>	
<b>Domeniu de interes științific:</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Partea electrică a centralelor și stațiilor,</li><li>- Proiectarea sistemelor de alimentare cu energie electrică,</li><li>- Eficiență energetică, etc.</li></ul>	
<b>Activitatea profesională:</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- 1992-1996 inginer-programator, UTM, FE, catedra Electroenergetica</li><li>- 1997-1998 lector asistent, UTM, FE, catedra Electroenergetica</li><li>- 1999- prezent: cadru didactic (lect.sup.) lect, univ., departamentul Energetica, FEIE, UTM</li></ul>	
<b>Participări la evenimente științifice internaționale:</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Conferința Tehnico-Științifică a Colaboratorilor, Doctoranzilor și Studenților, Universitatea Tehnică a Moldovei, Chișinău (2005, 2006, 2008, 2011, 2014, 2017).</li><li>- Conferința internațională de sisteme electromecanice și energetice SIELMEN, Chișinău-Iași-Craiova, Republica Moldova-România (2004-2023).</li><li>- Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы: II Междунар. науч. конф. (Минск, 3–6 окт.2022 г.).</li><li>- International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE). Iași, 20-22 October 2022.</li><li>- 2023 10th International Conference on Modern Power Systems (MPS), Cluj-Napoca, Romania, 2023</li></ul>	
<b>Participare în proiecte</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Analiza regimului de punere la pământ în rețelele de medie tensiune ale S.A. „RED Nord”. CONTRACT Nr. 14-2012. Autoritate contractantă” S.A. „RED Nord”.</li><li>- Către o autonomie energetică a Republicii Moldova (AUTOEN), proiect de cercetări științifice nr. 89/inst din 30.03.2018.</li></ul>	

- Elaborarea Planului de Dezvoltare a Rețelelor Electrice de Transport în perioada anilor 2018-2027. Cod: 2017.12.rev A.
- Soluții tehnice ecoNovative de eficientizare a consumului de energie în clădiri și elaborarea opțiunilor de dezvoltare a rețelelor inteligente cu integrarea avansată a energiei regenerabile în Republica Moldova (SINERGIE). Proiect din cadrul Programului de Stat (2020-2023), cifrul 20.80009.7007.18.

**Lucrări științifice și științifico-metodice publicate:**

22 de lucrări științifice și științifico-metodice publicate, din care 18 lucrări științifice și 4 metodice.

**Cunoașterea limbilor:**

Română – excelent (nativă)

Rusă – excelent

Engleza – bine

**Adresa la serviciu:**

str. 31 August 1989 nr. 78, mun. Chișinău, Republica Moldova.

**E-mail:**

[ina.dobrea@ee.utm.md](mailto:ina.dobrea@ee.utm.md)

**Tel:**

+373-69-115-772