

Analiza nesimetriilor provocate de defecte în instalațiile electrice trifazate

Teză de doctorat – Rezumat

pentru obținerea titlului științific de doctor la

Universitatea Politehnica Timișoara

în domeniul de doctorat Inginerie Electrică

autor ing. Marian-Claudiu SOLEA

conducător științific Prof.univ.dr.ing. Dumitru TOADER

Iulie 2024

Cuprins

1. INTRODUCERE	2
2. ANALIZA NESIMETRIILOR PROVOCATE DE DEFECTE FAZA-PAMANT IN INSTALAȚIILE DE PUTERE.....	2
3. MEDIUL DE PROGRAMARE MATLAB/SIMULINK.....	8
4. ANALIZA REGIMULUI TRANZITORIU PROVOCAT DE UN DEFECT FAZA-PAMANT INTR-O INSTALAȚIE ELECTRICA DE PUTERE	12
5. CONCLUZII	14
BIBLIOGRAFIE.....	15

1. INTRODUCERE

În rețelele electrice de medie tensiune, cel mai des întâlnit defect este cel monofazat de tipul simplă punere la pământ. Indiferent de metoda de detectare a unui defect fază-pământ, pentru reglarea protecțiilor este necesară cunoașterea cât mai precisă a evoluției în timp a tensiunilor și curenților instalației electrice trifazate pe durata defectului. Prin urmare, modelele matematice trebuie să conțină toate variabilele care pot influența aceste mărimi. În această lucrare se analizează un defect fază-pământ care se produce într-o rețea electrică de 20 kV existentă, pentru care sunt disponibile și determinări experimentale din timpul unui astfel de defect. Aceste date se compară cu cele obținute analitic folosind modelele matematice din literatura de specialitate, implementate în mediul de programare Matlab/Simulink, fiind evaluată influența unor parametri, precum faza inițială a fazei cu defect, metoda de tratare a neutrului rețelei, starea izolației rețelei, caracteristicile bobinei de compensare sau valoarea rezistenței de trecere la locul de defect, asupra evoluției în timp a tensiunilor și curenților. Teza de doctorat este împărțită în cinci capitole: unul introductiv, care prezintă stadiul actual al problematicei studiate și în care sunt stabilite obiectivele lucrării; capitolul al doilea, unde este descris în detaliu modelul matematic folosit pentru calculul tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară) și este studiată influența diferitelor caracteristici ale instalației electrice de putere asupra acestor mărimi, rezultatele analitice fiind comparate cu cele experimentale; capitolul al treilea, unde sunt enumerate elementele componente ale instalațiilor electrice de putere considerate în lucrare și sunt discutate principiile de modelare numerică a acestora; capitolul al patrulea, unde în modelele numerice prezentate anterior sunt simulate diferite defecte fază-pământ, rezultatele obținute fiind comparate cu cele experimentale și cu cele analitice; al cincilea capitol, concluziv, care evidențiază și contribuțiile științifice ale autorului; urmat de bibliografia și anexele lucrării.

Principalele obiective ale tezei de doctorat sunt:

- Stabilirea condițiilor în care valorile tensiunii și ale curentului de secvență zero (homopolară), calculate cu modelele matematice disponibile, sunt acceptabile din punct de vedere tehnic, considerând neutrul rețelei izolat, tratat cu rezistor și tratat cu bobină de compensare;
- Analiza influenței pierderilor de putere activă din izolația rețelei de 20 kV, gradul de îmbătrânire a izolației fiind caracterizat de rezistența electrică a izolației, asupra tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), considerând neutrul rețelei izolat, tratat cu rezistor și tratat cu bobină de compensare;
- Analiza influenței rezistenței electrice a bobinei de compensare asupra tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), considerând neutrul rețelei tratat cu bobină de compensare;
- Analiza modului în care faza inițială a tensiunii în momentul producerii defectului influențează componenta tranzitorie a tensiunii și a curentului de secvență zero (homopolară), considerând neutrul rețelei izolat, tratat cu rezistor și tratat cu bobină de compensare;
- Analiza influenței pierderilor de putere activă din izolația rețelei de 20 kV, gradul de îmbătrânire a izolației fiind caracterizat de rezistența electrică a izolației, asupra componentei tranzitorii a tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), considerând neutrul rețelei izolat, tratat cu rezistor și tratat cu bobină de compensare;
- Analiza influenței rezistenței electrice a bobinei de compensare asupra componentei tranzitorii a tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), considerând neutrul rețelei tratat cu bobină de compensare.

2. ANALIZA NESIMETRIILOR PROVOCATE DE DEFECTE FAZA-PAMANT IN INSTALAȚIILE DE PUTERE

În rețelele electrice de medie tensiune, cel mai des întâlnit defect este cel monofazat de tipul simplă punere la pământ [1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8]. În timpul unui astfel de defect [9], [10], [11], sistemul trifazat simetric al tensiunilor barelor de medie tensiune și cele ale curenților devin sisteme trifazate nesimetrice. Cea mai utilizată metodă pentru detectarea unui defect fază-pământ într-o instalație electrică

trifazată de putere constă în monitorizarea valorilor efective ale componentelor de secvență zero (homopolară) ale sistemelor trifazate de tensiuni și de curenți [12], [13], [14], [15], [16], [17]. Indiferent de metoda de detectare a unui defect fază-pământ, pentru reglarea protecțiilor este necesară cunoașterea cât mai precisă a evoluției în timp a tensiunilor și curenților instalației electrice trifazate pe durata defectului. Prin urmare, modelele matematice trebuie să conțină toate variabilele care pot influența aceste mărimi. Dezvoltarea tehnicii de calcul a facilitat implementarea metodelor numerice pentru astfel de cazuri, printre altele, în PSpice [6], [18], [19], [20], [21], [22], [23] și în MATLAB [24].

Schema simplificată a rețelei electrice de distribuție de 20 kV cu neutrul tratat cu bobină de compensare considerată pentru determinarea relațiilor de calcul al impedanțelor dinspre locul de defect este prezentată în **Error! Reference source not found.**

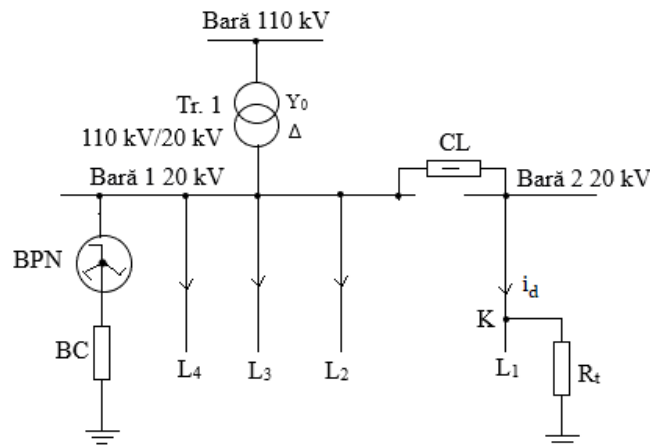


Fig. 1. Schema monofilară a rețelei de 20 kV analizată

unde: Tr. 1 – transformatorul de putere 110/20 kV, având conexiunea înfășurărilor de 110 kV stea cu nul, Y_0 , și a celor de 20 kV triunghi, Δ ; BPN – bobina de punct neutru, având conexiunea înfășurărilor în zig-zag; L_1 – linia de 20 kV pe care se produce defectul; L_2 , L_3 , L_4 – liniile de 20 kV fără defect; BC – bobina de compensare conectată la nulul înfășurării bobinei trifazate de punct neutru; R_t – rezistență de trecere la locul de defect fază-pământ; CL – cupla longitudinală a barelor de 20 kV; K – locul de defect.

În rețelele reale de medie tensiune, din cauza imperfecțiunii izolației, în schemele echivalente, în paralel cu capacitatea fază-pământ intervine rezistența electrică a izolației. Astfel, curentul capacitiv total al rețelei de medie tensiune, notat cu I_c , conține o componentă activă, notată cu I_{ca} , și o componentă reactivă, notată cu I_{cr} . Diferența de fază dintre curentul I_c și I_{cr} reprezintă unghiul de pierderi al izolației, notat cu δ . Metoda analitică folosită cel mai frecvent pentru analiza circuitelor trifazate dezechilibrate este cea a componentelor de secvență [25], [26]. Cele trei scheme de secvență ale rețelei de 20 kV sunt prezentate mai jos. Schema de secvență zero (homopolară) (**Error! Reference source not found.**) conține Z_{BPN}^0 – impedanța de secvență zero (homopolară) a bobinei de punct neutru; Z_L^0 – impedanța de secvență zero (homopolară) a liniei cu defect de la barele stației de transformare la locul de defect; Z_{BC} – impedanța bobinei de tratare a neutrului rețelei de 20 kV; Z_C^0 – impedanța capacitivă de secvență zero (homopolară) a rețelei de 20 kV; U^0 – tensiunea de secvență zero (homopolară) la locul de defect; I^0 – curentul de secvență zero (homopolară) la locul de defect. Se observă că inductivitatea bobinei de compensare L depinde de reactanța capacitivă totală a rețelei electrice X_C^0 , de reactanța X_{BPN} , de rezistența bobinei de punct neutru R_{BPN} și de rezistența bobinei de compensare R_{BC} .

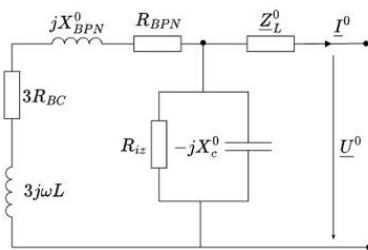


Fig. 2. Schema de secvență zero (homopolară) a rețelei electrice de 20 kV

Schema de secvență plus (directă) a rețelei electrice de 20 kV (Fig. 3) conține: $Z_{Tr,1}^+$ – impedanța de secvență plus (directă) a transformatorului Tr. 1; Z_{BPN}^+ – impedanța de secvență plus (directă) a bobinei de punct neutru; Z_{Le}^+ – impedanța de secvență plus (directă) echivalentă liniilor fără defect prin care se alimentează consumatorii; Z_L^+ – impedanța de secvență plus (directă) a liniei cu defect de la barele stației de transformare la locul de defect; Z_s^+ – impedanța de secvență plus (directă) a consumatorilor alimentați prin liniile de 20 kV fără defect; U_f – tensiunea de secvență plus (directă) la locul de defect; U^+ – tensiunea de fază la locul de defect înainte de apariția defectului; I^+ – curentul de secvență plus (directă) la locul de defect;

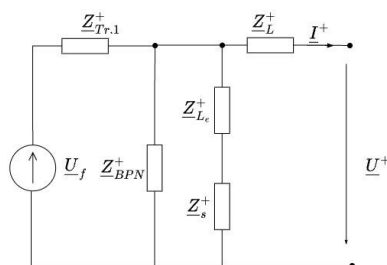


Fig. 3. Schema de secvență plus (directă) a rețelei electrice de 20 kV

Schema de secvență minus (inversă) a rețelei electrice de 20 kV (**Error! Reference source not found.**) conține: $Z_{Tr,1}^-$ – impedanța de secvență minus (inversă) a transformatorului Tr. 1; Z_{BPN}^- – impedanța de secvență minus (inversă) a bobinei de punct neutru; Z_{Le}^- – impedanța de secvență minus (inversă) echivalentă liniilor fără defect prin care se alimentează consumatorii; Z_L^- – impedanța de secvență minus (inversă) a liniei cu defect de la barele stației de transformare la locul de defect; Z_s^- – impedanța de secvență minus (inversă) a consumatorilor alimentați prin liniile de 20 kV fără defect; U^- – tensiunea de secvență plus (directă) la locul de defect; I^- – curentul de secvență minus (inversă) la locul de defect;

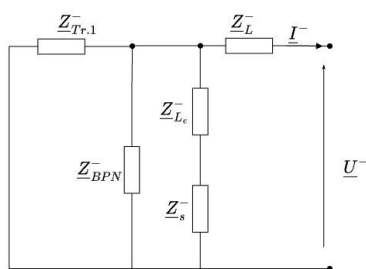


Fig. 4. Schema de secvență minus (inversă) a rețelei electrice de 20 kV

În cazul unui defect fază-pământ, componentele de secvență ale sistemului trifazat nesimetric al curenților prin elementul dezechilibrat sunt egale între ele, astfel că schemele de secvență se conectează în serie.

Curenții de secvență se calculează cu (1)

$$I^0 = I^+ = I^- = \frac{U_f}{Z^+ + Z^- + Z^0 + 3R_t} \quad (1)$$

iar tensiunea de secvență zero (homopolară) a barelor de 20 kV din stația de transformare cu (2)

$$U^0 = -Z^0 I^0 \quad (2)$$

cea mai utilizată metodă pentru detectarea unui defect fază-pământ într-o instalație electrică trifazată de putere constând în monitorizarea valorilor efective ale componentelor de secvență zero (homopolară) ale sistemelor trifazate de tensiuni și de curenți. În (1) și (2), impedanța de secvență zero (homopolară) dinspre locul de defect, \underline{Z}^0 (**Error! Reference source not found.**), se exprimă cu (3):

$$\underline{Z}^0 = Z_L^0 + \frac{[R_{BPN} + 3R_{BC} + j(X_{BPN}^0 + 3\omega L)] \frac{R_{iz}(-jX_C^0)}{R_{iz} - jX_C^0}}{R_{BPN} + 3R_{BC} + j(X_{BPN}^0 + 3\omega L)} \quad (3)$$

Se poate deduce astfel relația de calcul al valorii inductivității L a bobinei de compensare când rețeaua electrică de 20 kV (**Error! Reference source not found.**) funcționează în regim de rezonanță.

$$L = \frac{1}{3\omega} \left[\frac{X_C^0 + \sqrt{(X_C^0)^2 - 4(R_{BPN} + 3R_{BC})^2}}{2} - X_{BPN} \right] \quad (4)$$

În **Error! Reference source not found.** este reprezentată dependența valorii inductivității bobinei de compensare, notată L_{BC} în funcție de rezistența acesteia, notată R_{BC} , corespunzătoare regimului rezonant de funcționare a rețelei electrice de 20 kV. Valoarea 0,811 H este aleasă.

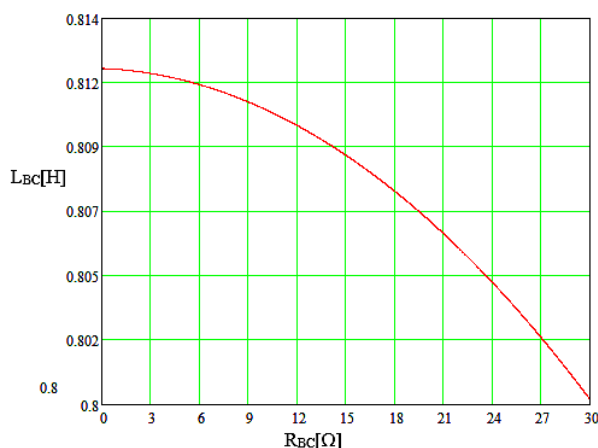


Fig. 5. Dependența inductivității bobinei de compensare în funcție de rezistența acesteia când rețeaua electrică de 20 kV funcționează în regim de rezonanță

Dacă rețeaua electrică funcționează cu neutrul tratat cu bobină de compensare, alimentarea consumatorilor prin liniile electrice de medie tensiune nu este întreruptă în cazul unui defect de tipul fază-pământ, nefiind necesară deconectarea acestora. Presupunând că bobina este reglată corespunzător, mai mult de 80% dintre defectele fază-pământ sunt eliminate fără a fi nevoie ca linia cu defect să fie deconectată de la sursă. La fel ca în cazul rețelelor cu neutrul izolat însă, dacă defectul fază-pământ nu este eliminat, acesta se poate transforma într-o dublă punere la pământ sau chiar într-un scurtcircuit trifazat. Pentru a evita astfel de situații, rețelele electrice trebuie echipate cu protecții sensitive și selective, care să detecteze aceste defecte într-un timp scurt. Detectarea defectelor fază-pământ cât mai rapid, când rezistența de trecere la locul de defect este mare, previne apariția defectelor multiple în rețelele electrice. Având în vedere limitarea intrinsecă a folosirii componentelor de secvență, multe alte tehnici sunt folosite pentru detectarea unui astfel de defect [3], [7], [9], [12], [14], [16], [17], [27], [28], [29]. Indiferent de metoda de detectare a unui defect fază-pământ, pentru reglarea protecțiilor este necesară cunoașterea cât mai precisă a evoluției în timp a tensiunilor și curenților instalației electrice trifazate pe durata defectului.

Schema simplificată a rețelei electrice de distribuție de 20 kV considerată pentru determinarea relațiilor de calcul al impedanțelor dinspre locul de defect este prezentată în **Error! Reference source not found.** Această rețea este reală, astfel că rezultatele analitice obținute cu ajutorul modelului matematic de calcul al tensiunilor și curenților în timpul defectului fază-pământ pot fi comparate cu determinările experimentale disponibile.

În Fig. 1: Tr. 1 – transformatorul de putere 110/20 kV, având conexiunea înfășurărilor de 110 kV stea cu nulul, Y_0 , și a celor de 20 kV triunghi, Δ ; BPN – bobina de punct neutru, având conexiunea înfășurărilor în zig-zag; L_1 – linia de 20 kV pe care se produce defectul; L_2, L_3, L_4 – liniile de 20 kV fără defect, având curenții capacitivi $I_{ca} 1,84$ A, $I_{cr} 6,86$ A și $\delta = 15^\circ$, $I_{ca} 0,705$ A, $I_{cr} 20,19$ A și $\delta = 2^\circ$, respectiv $I_{ca} 1,95$ A, $I_{cr} 20,21$ A și $\delta = 5,5^\circ$; BC – bobina de compensare conectată la nulul înfășurării bobinei trifazate de punct neutru; R_t – rezistență de trecere la locul de defect fază-pământ; CL – cupla longitudinală a barelor de 20 kV; K – locul de defect. Curentul capacitiv total al rețelei are $I_{ca} 4,49$ A și $I_{cr} 47,26$ A, iar unghiul de pierderi al rețelei electrice este $\delta = 5,43^\circ$. Tensiunea de fază a rețelei este 11,547 kV. Având în vedere caracteristicile transformatorului Tr.1 și ale bobinei de punct neutru, pentru impedențele de secvență se obțin valorile din TABLE I. În **Error! Reference source not found.** sunt indicate unghiul de pierderi al izolației, componentele activă și reactivă ale curenților capacitivi ai liniilor de 20kV, rezistența izolației și reactanța capacitivă față de pământ a liniilor de 20kV. Valorile medii ale impedenței bobinei de compensare, pentru fiecare regim de funcționare, sunt reprezentate tabelar **Error! Reference source not found.**

TABLE I. IMPEDANȚELE DE SECVENȚĂ ALE TRANSFORMATOARELOR TR. 1 ȘI BPN ȘI CONSUMATORI ALIMENTAȚI PRIN LINIILE FĂRĂ DEFECT DIN **Error! Reference source not found.**

Electrical equipment	Impedanța de secvență		
	plus (directă)	minus (inversă)	zero (homopolară)
Tr. 110kV/20kV	0,61+j2,75	0,61+j2,75	∞
BPN	2,78+j697,4	2,78+j697,4	2,78+j8,34
Liniile de 20 kV[Ω /km]	25,59+j11,91	25,59+j9,53	∞
Consumatori alimentați prin liniile fără defect	25,59+j11,91	25,59+j9,53	∞

TABLE II. UNGHIUL DE PIERDERI AL IZOLAȚIEI, COMPONENTELE ACTIVĂ ȘI REACTIVĂ ALE CURENȚILOR CAPACITIVI, REZISTENȚA IZOLAȚIEI ȘI REACTANȚA CAPACITIVĂ A LINIILOR DE 20 kV

Linie 20 kV	Unghi de pierderi [°]	Curent capacitiv [A]		R_{iz} [Ω]	X_C^0 [Ω]
		I_{ca}	I_{cr}		
L2	15	1,84	6,86	19891	5335,3
L3	2	0,705	20,19	51915	1812,8
L4	5,5	1,95	20,21	19769	1811
Network	5,43	4,49	47,26	8151,4	774,44

TABLE III. VALORILE MEDII ALE IMPEDANȚEI BOBINEI DE COMPENSARE PENTRU FIECARE REGIM DE FUNCȚIONARE

Regim de funcționare rețea	Z_{BC} [Ω]	Argument Z_{BC} [°]	R_{BC} [Ω]	X_L [Ω]
Subcompensat 4,5%	267,46	87	14	267,1
Supracompensat 6,1%	239,53	83	29,2	237,7
Subcompensat 36,9%	406,61	89	7,1	406,5
Rezonanță	255,21	87	13,36	254,9

Următoarele tabele conțin rezultatele experimentale (**Error! Reference source not found.**) și câteva dintre cele analitice (**Error! Reference source not found.**) în cazul în care se consideră elemente reale de circuit (R_{BC} din **Error! Reference source not found.** and $R_{iz}=8151,4 \Omega$) și în cazul în care se consideră elemente ideale de circuit ($R_{BC}=0$ and $R_{iz}=\infty$).

TABLE IV. VALORILE ÎN COMPLEX ALE CURENȚILOR DETERMINAȚI EXPERIMENTAL, CONSIDERÂND CA REFERINȚĂ TENSIUNEA DE SECVENȚĂ ZERO (HOMOPOLARĂ)

Regim de funcționare rețea	R_t [Ω]	I_d [A]	$3I_2^0$ [A]	$3I_3^0$ [A]	$3I_4^0$ [A]	I_{BC} [A]
Subcompensat 4,5%	8	$7,8e^{j102^\circ}$	$7,1e^{j75^\circ}$	$20,2e^{j88^\circ}$	$20,3e^{j84^\circ}$	$45,8e^{-j87^\circ}$
	268	$5,8e^{j107^\circ}$	$6,8e^{j109^\circ}$	$20,3e^{j93^\circ}$	$18,9e^{j84,5^\circ}$	$44,1e^{-j89^\circ}$

Regim de funcționare rețea	R_t [Ω]	I_d [A]	I_2^0 [A]	I_3^0 [A]	I_4^0 [A]	I_{BC} [A]
Supracompensat 6,1%	8	$12,7e^{j100^\circ}$	$6,5e^{j75^\circ}$	$20,8e^{j88^\circ}$	$20,4e^{j84,5^\circ}$	$52,3e^{-j83^\circ}$
	268	$11,8e^{j94^\circ}$	$6,2e^{j75^\circ}$	$21,2e^{j88^\circ}$	$18,5e^{j84,5^\circ}$	$49,3e^{-j83^\circ}$
Subcompensat 36,9%	8	$7e^{-j96^\circ}$	$6,5e^{j75^\circ}$	$20,8e^{j88^\circ}$	$20,3e^{j84,5^\circ}$	$33,1e^{-j89^\circ}$
	268	$7,1e^{-j102^\circ}$	$7e^{j75^\circ}$	$20,1e^{j88^\circ}$	$19e^{j84,5^\circ}$	$32,3e^{-j89^\circ}$

TABLE V. REȚEAUA DE 20 kV FUNCȚIONEAZĂ ÎN REGIM SUBCOMPENSAT 4,5%

R_t [Ω]		Analitic		Experimental	Eroare [%]		
		Ideal ($R_{BC}=0$ și $R_{iz}=\infty$)	Real (R_{BC} din Error! Reference source not found. și $R_{iz}=8151,4 \Omega$)		ϵ_1	ϵ_2	ϵ_3
8	U^0 [V]	12530	12470	12200	-2,21	0,48	2,63
	I^0 [A]	0,726	2,494	2,406	-3,66	70,9	69,8
268	U^0 [V]	12480	10850	11920	8,98	13,06	4,49
	I^0 [A]	0,723	2,17	2,011	-7,91	66,7	64,1

Erorile din **Error! Reference source not found.**s-au calculat folosind (5):

$$\epsilon_1[\%] = \frac{\text{mărimă calculată considerând elemente reale} - \text{mărimă măsurată}}{\text{mărimă măsurată}} 100$$

$$\epsilon_2[\%] = \frac{\text{mărimă calculată considerând elemente reale} - \text{mărimă calculată considerând elemente ideale}}{\text{mărimă măsurată}} 100 \quad (5)$$

$$\epsilon_3[\%] = \frac{\text{mărimă măsurată} - \text{mărimă calculată considerând elemente ideale}}{\text{mărimă măsurată}} 100$$

Indiferent de regimul în care funcționează rețeaua de 20 kV, este necesar ca modelul matematic utilizat pentru calculul curentului de secvență zero (homopolară) să conțină parametri reali ai bobinei de compensare și ai izolației rețelei. Este recomandat ca parametri reali ai bobinei de compensare și ai izolației rețelei să fie determinați experimental, deoarece rezistența bobinei de compensare nu depinde numai de numărul de spire al acesteia, ci și de pierderile de putere activă din miezul feromagnetic. Aceste pierderi depind de suprafața ciclului de histerezis, proporțională cu frecvența, și de valoarea curenților turbionari din miezul feromagnetic, proporționali cu pătratul frecvenței, valoarea rezistenței bobinei de compensare modificându-se dacă forma de undă a tensiunii sau a curentului prin bobină nu este perfect sinusoidală. Influența cumulativă a rezistenței izolației (**Error! Reference source not found.**, pentru $R_{BC}=13,36 \Omega$, și Fig. 7, pentru $R_{BC}=0 \Omega$) și a rezistenței bobinei de compensare (**Error! Reference source not found.**, $R_{iz}=8151,4 \Omega$, și **Error! Reference source not found.**, $R_{iz}=\infty$) asupra tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), atunci când rețeaua funcționează în regim de rezonanță, este prezentată în **Error! Reference source not found.** și în **Error! Reference source not found.**.

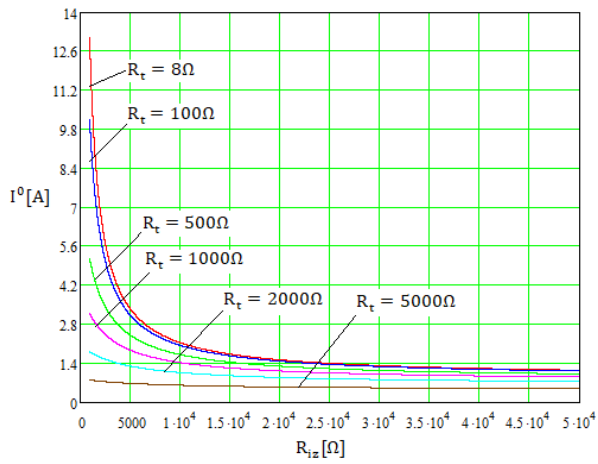


Fig. 6. Dependența curentului de secvență zero (homopolară) în funcție de starea izolației, considerând rezistența R_t parametru și bobina de compensare reală, când rețeaua funcționează în regim de rezonanță

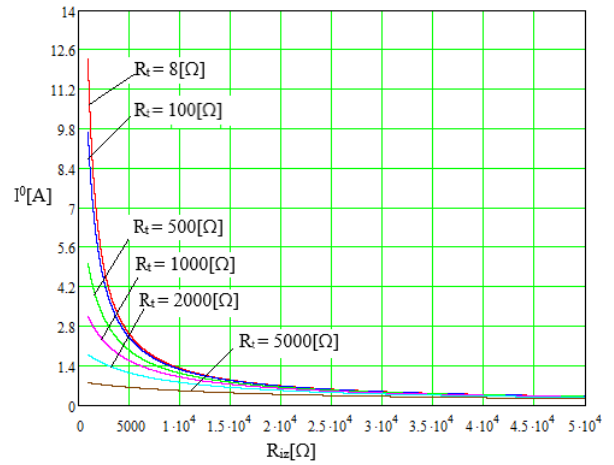


Fig. 7. Dependența curentului de secvență zero (homopolară) în funcție de starea izolației, considerând rezistența R_t parametru și bobina de compensare ideală, când rețeaua funcționează în regim de rezonanță

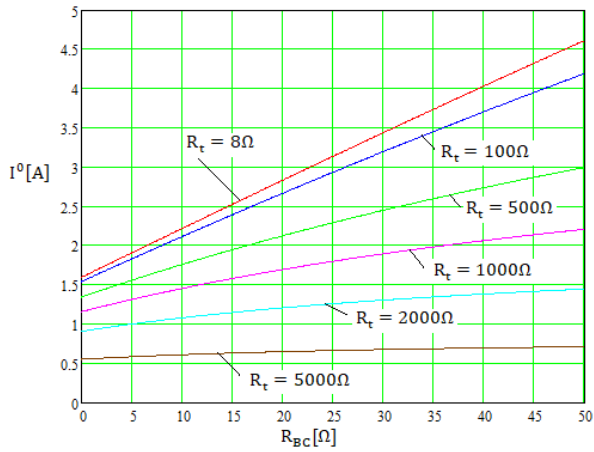


Fig. 8. Dependența curentului de secvență zero (homopolară) în funcție de rezistența bobinei de compensare, considerând parametru rezistența R_t și izolația rețelei de 20 kV reală, când rețeaua funcționează în regim de rezonanță

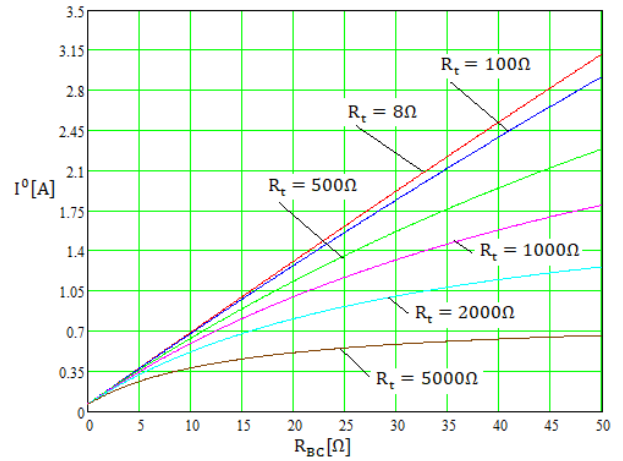


Fig. 9. Dependența curentului de secvență zero (homopolară) în funcție de rezistența bobinei de compensare, considerând parametru rezistența R_t și izolația rețelei de 20 kV ideală, când rețeaua funcționează în regim de rezonanță

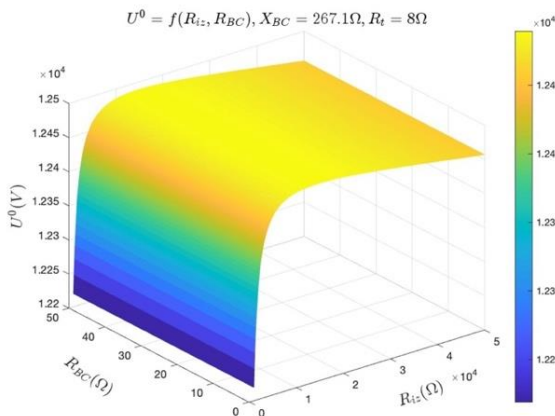


Fig. 10. Dependența tensiunii de secvență zero (homopolară) în funcție de rezistența bobinei de compensare și de starea izolației, când rețeaua funcționează în regim de rezonanță, $R_t=8 \Omega$

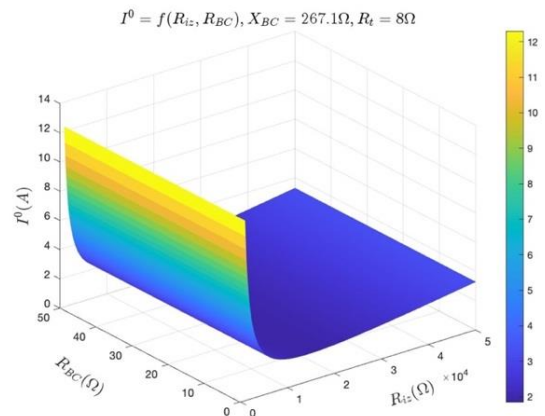


Fig. 11. Dependența curentului de secvență zero (homopolară) în funcție de rezistența bobinei de compensare și de starea izolației, când rețeaua funcționează în regim de rezonanță, $R_t=8 \Omega$

3. MEDIUL DE PROGRAMARE MATLAB/SIMULINK

Instalațiile electrice de putere sunt modelate ca circuite electrice trifazate complexe, cu multe laturi și noduri. Având în vedere efectele negative pe care regimurile nesimetrice provocate de defectele din sistemele electroenergetice le au asupra funcționării consumatorilor de energie electrică, planificarea operațională folosind instrumente software care permit operatorilor rețelei să analizeze funcționarea adecvată a acestor sisteme pe termen scurt, mediu și lung devine o necesitate [24], [30]. Spre deosebire de alte astfel de instrumente, mediul de programare MATLAB/Simulink conține biblioteci cu blocuri concepute conform modelelor matematice care descriu fenomenele fizice pe baza cărora funcționează diferitele elemente ale instalațiilor electrice de putere (**Error! Reference source not found.** și **Error! Reference source not found.**).

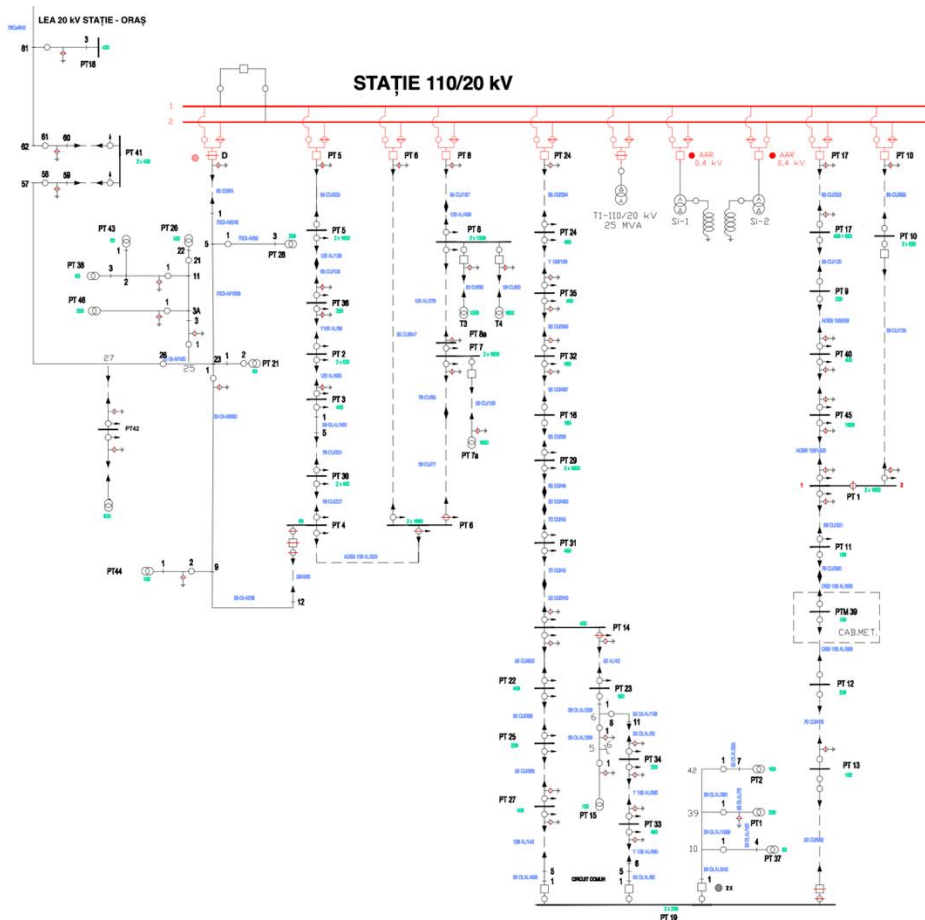


Fig. 12. Schema monofilară a unei rețele electrice de distribuție de medie tensiune

În vederea modelării în Matlab/Simulink, rețeaua electrică de distribuție de 110 kV, cu neutrul legat direct la pământ, este echivalată cu o sursă trifazată de tensiune, având conexiunea stea, ai cărei parametri de scurtcircuit se consideră cunoscuți, fiind calculați conform IEC 60076-5 [31] ținând cont de caracteristicile transformatorului coborâtor de tensiune î.t./m.t. Pentru simularea funcționării transformatoarelor coborâtoare de tensiune cu două înfășurări în Simulink s-a folosit blocul Three-Phase Transformer (Two windings) din biblioteca Simscape/ Electrical/ Specialized Power Systems/ Power Grid Elements. Pentru crearea neutrului artificial pe partea de medie tensiune se utilizează șase bobine identice, cuplate magnetic între ele, conectate în zig-zag cu nul (**Error! Reference source not found.**). În Simulink, această bobină a fost modelată folosind trei blocuri Mutual Inductance din biblioteca Simscape/ Electrical/ Specialized Power Systems/ Passives. Modelul bobinei trifazate în zig-zag folosită pentru crearea neutrului artificial al rețelei electrice de distribuție de medie tensiune este validat analizând funcționarea acestuia atunci când este alimentat cu un sistem trifazat de tensiuni de secvență plus (directă), respectiv de secvență zero

(homopolară). În regim normal de funcționare, în schema echivalentă a rețelei intervin doar parametri de secvență plus (directă). În cazul unui defect fază-pământ, schema echivalentă va conține și parametrii de secvență zero (homopolară) ai rețelei. Astfel, alimentând modelul cu un sistem trifazat de tensiuni de secvență plus (directă), respectiv de secvență zero (homopolară), raportul dintre curenții de fază în cele două cazuri este cel puțin 100 (**Error! Reference source not found.**). Modelul numeric al bobinei de compensare este un circuit serie R-L. În schema echivalentă a rețelei din **Error! Reference source not found.**, atât liniile electrice aeriene, cât și cele în cablu se reprezintă prin cuadripoli în π simetrici, cu parametri concentrați, cu mențiunea că în modelul rețelei din **Error! Reference source not found.** sunt modelați doar parametrii transversali ai liniilor electrice, capacitatea fază-pământ și rezistența izolației, conectate în paralel. În modelul Simulink, liniile electrice în cablu au fost modelate folosind blocul Three-Phase PI Section Line din biblioteca Simscape/ Electrical/ Specialized Power Systems/ Power Grid Elements. Consumatorii electrici din rețeaua electrică de distribuție sunt considerați consumatori trifazați conectați în stea, cu nul. În modelul Simulink s-a folosit blocul Three-Phase Series RLC Load din biblioteca Simscape/ Electrical/ Specialized Power Systems/ Passives.

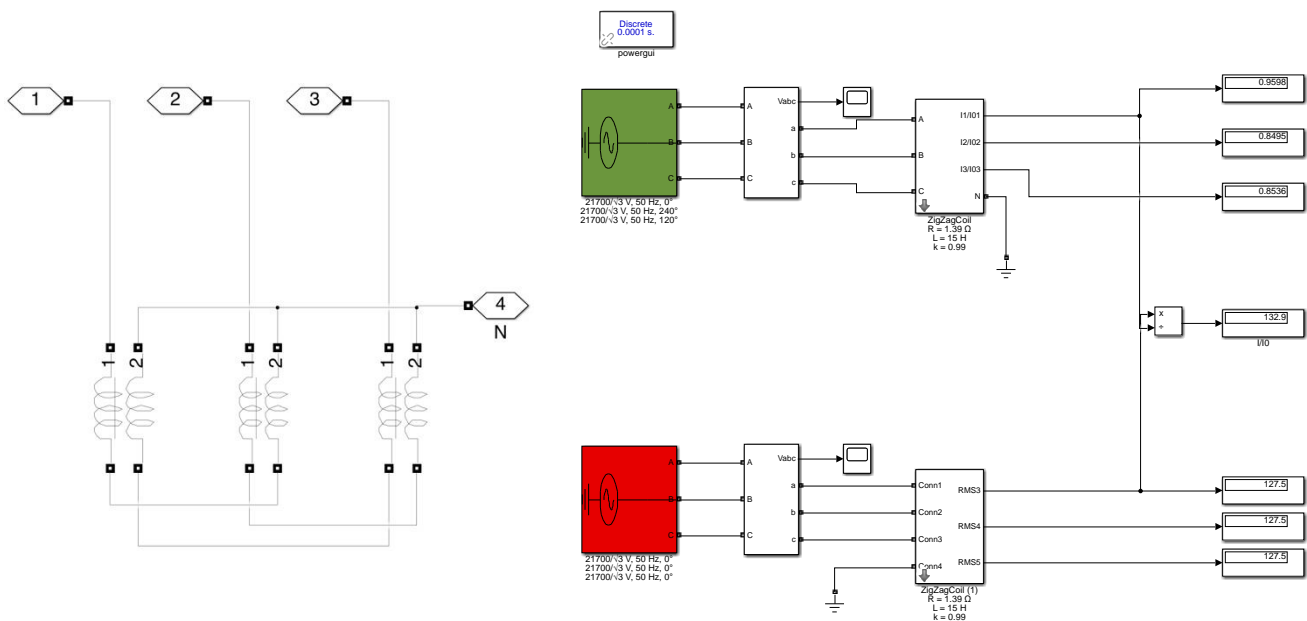


Fig. 13. Model Matlab/Simulink pentru validarea bobinei trifazate în zig-zag

Pentru analiza nesimetriilor cauzate de defectele fază-pământ în rețele electrice este necesară modelarea cât mai apropiată de realitate a regimurilor care apar pe durata unor astfel de defecte. În acest scop, folosind mediul MATLAB/Simulink, a fost creată o bibliotecă care conține blocuri reprezentând: filtre de secvență zero (homopolară), algoritmi de prelucrare numerică a semnalelor implementați în sistemele moderne de protecție, relee maxime de curent și de tensiune de secvență zero (homopolară) și modele ale arcului electric din literatura de specialitate (TABLE VI.).

TABLE VI. DESCRIERE BIBLIOTECĂ MATLAB/SIMULINK

Categorie	Descriere
Filtre de secvență zero (homopolară)	Transformatoare de curent și de tensiune
Prelucrare numerică a semnalelor	Blocuri care permit analiza Fourier și calculul părților reală și imaginară ale unui număr complex în vederea implementării algoritmilor specifici protecțiilor, de exemplu, în cazul protecției maxime de curent de secvență zero (homopolar) wattmetric
Relee	Sisteme de protecție folosite pentru detectarea punerilor la pământ
Modele arc electric	Modele numerice care caracterizează arcul electric: asimetria dintre alternanțele pozitivă și negativă ale curentului de defect, intermitența, lungimi diferite ale arcului electric, neliniaritatea arcului și distorsiunea undei de curent.

Error! Reference source not found. prezintă comparativ rezultatele experimentale și cele obținute prin simularea unui defect fază-pământ în modelul numeric al rețelei electrice din Fig. 14, când rețeaua funcționează în regim subcompensat 4,5% și $R_t = 8 \Omega$. S-a evaluat și influența capacității față de pământ a rețelei de 20 kV asupra valorilor tensiunii de secvență zero (homopolară) a barelor de 20 kV și asupra curentului de secvență zero (homopolară) al liniei cu defect, înmulțind reactanța capacitivă de secvență zero (homopolară) a rețelei cu un coeficient k care aparține intervalului $[0,9, 1]$. Rezultatele s-au comparat după amortizarea componentei tranzitorii, adică circuitul electric se află în regim stabilizat.

TABLE VII. REȚEAUA DE 20 kV FUNCȚIONEAZĂ ÎN REGIM SUBCOMPENSAT 4,5%, $R_t=8 \Omega$

k	1	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90
$kX_c^0 [\Omega]$	774,44	766,70	758,95	751,21	743,46	735,72	727,97	720,23	712,48	704,74	697,00
$I^0 [A]$	3,056	2,944	2,837	2,737	2,645	2,559	2,483	2,416	2,359	2,313	2,279
$\varepsilon_i [\%]$	27,01%	22,35%	17,93%	13,78%	9,91%	6,38%	3,20%	0,41%	-1,95%	-3,86%	-5,29%
$U^0 [V]$	12234,45	12232,86	12231,26	12229,67	12228,08	12226,48	12224,89	12223,29	12221,70	12220,10	12218,51
$\varepsilon_U [\%]$	0,28%	0,27%	0,26%	0,24%	0,23%	0,22%	0,20%	0,19%	0,18%	0,16%	0,15%

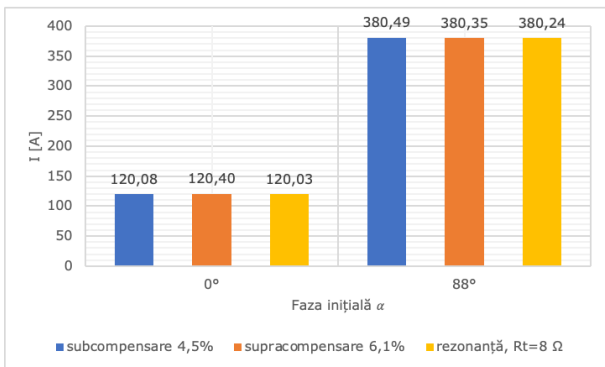
Diferențele dintre valorile efective obținute pentru tensiunea și curentul de secvență zero (homopolară) s-au determinat utilizând relația (6):

$$\varepsilon[\%]=\frac{\text{mărime măsurată} - \text{mărime obținută numeric}}{\text{mărime măsurată}} 100 \quad (6)$$

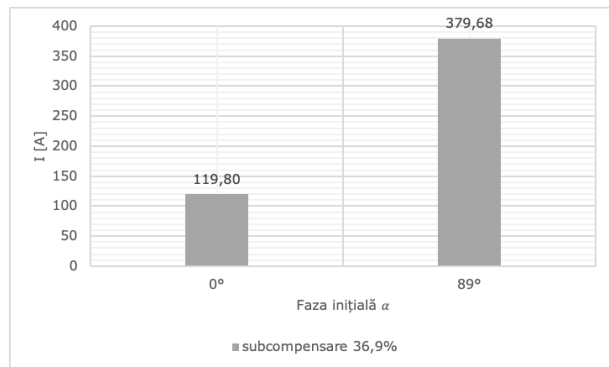
Comparând aceste rezultate cu cele experimentale, se consideră că modelul numeric al rețelei electrice din **Error! Reference source not found.** este suficient de precis pentru a fi utilizat pentru analiza regimului tranzitoriu provocat de un defect-fază pământ în rețeaua de 20 kV, acesta fiind și principalul avantaj al acestuia față de modelul analitic.

4. ANALIZA REGIMULUI TRANZITORIU PROVOCAT DE UN DEFECT FAZA-PAMANT INTR-O INSTALAȚIE ELECTRICA DE PUTERE

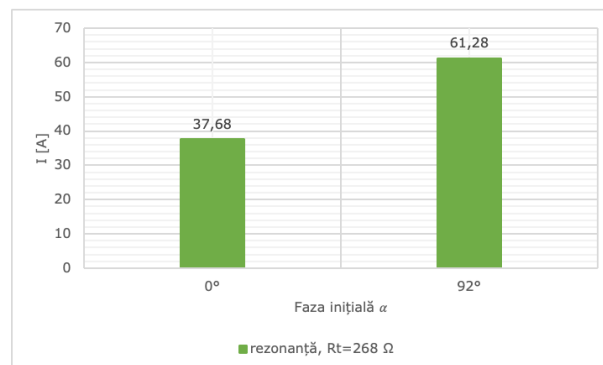
Rețeaua fiind una reală, rezultatele simulării obținute cu ajutorul modelului numeric se compară cu determinările experimentale disponibile. Astfel, regimurile simulate sunt: rezonanță, subcompensat 4,5%, supracompensat 6,1% și subcompensat 36,9%, cu mențiunea că determinările experimentale nu includ și regimul de rezonanță, în acest caz nefiind posibilă o comparație a rezultatelor simulărilor cu cele experimentale (**Error! Reference source not found.**). Faza inițială a fazei A, cu defect, notată cu α , se modifică până când se obține valoarea maximă a componentei tranzitorii a curentului de secvență zero (homopolară) (Fig. 15). De asemenea, s-au considerat și situațiile în care neutrul este izolat, impedanța bobinei de compensare fiind înlocuită cu o rezistență de valoare infinită, și tratat cu rezistor de limitare, având valoarea rezistenței de $37,5 \Omega$ (Fig. 16). Rezistența de trecere la locul de defect R_f are valoarea 8Ω , valoare comparabilă cu cea din prescripțiile energetice în vigoare, și, în plus, doar pentru regimul de rezonanță, 268Ω . Pentru rezistențele bobinei de compensare se aleg valorile reale, corespunzătoare fiecărui regim de funcționare (**Error! Reference source not found.**), și cea corespunzătoare cazului ideal, $R_{BC}=0$. Izolația rețelei este simulată, pe rând, ca fiind cea reală, $R_{iz}=8151,4 \Omega$, și ideală, $R_{iz}=\infty$ (Fig. 17). Arcul electric care se formează la locul de defect se caracterizează prin asimetria dintre alternanțele pozitivă și negativă ale curentului de defect, intermitența, lungimi diferite ale arcului electric, neliniaritatea arcului și distorsiunea undei de curent. Atunci când rețeaua funcționează în regim subcompensat 4,5%, se consideră un defect fază-pământ cu arc electric la locul de defect (Fig. 18). Pentru fiecare caz se calculează și durata regimului tranzitoriu. Mărimile măsurate sunt tensiunea de secvență zero (homopolară) a barelor de medie tensiune, $u^0(t)$, curentul de secvență zero (homopolară) al liniei cu defect, $i_f^0(t)$, curentul prin bobina de compensare, $i_{BS}(t)$, sau curentul prin rezistorul de limitare, $i_N(t)$, după caz, și curenții capacitivi ai rețelei, $i_{c_1}(t)$, $i_{c_2}(t)$, $i_{c_3}(t)$, $i_c(t) = i_{c_1}(t) + i_{c_2}(t) + i_{c_3}(t)$. Valorile maxime ale acestora s-au determinat pe durata regimului tranzitoriu, iar cele efective după amortizarea acestuia. Mărimile măsurate pe durata simulărilor sunt salvate într-un fișier cu extensia .mat și sunt prelucrate cu ajutorul unui program scris în MATLAB Live Editor, fiind apoi prezentate sub forma unor oscilograme și sub formă tabelară (**Error! Reference source not found.**).



a)

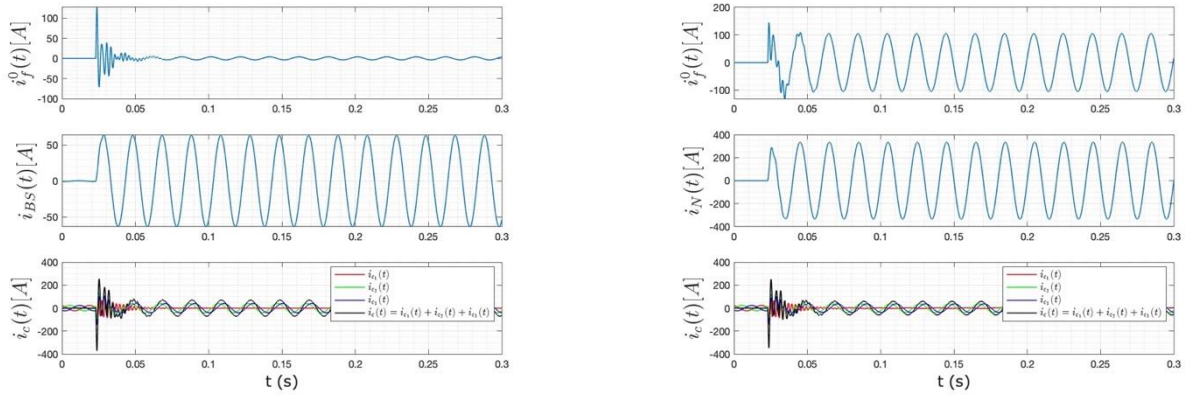


b)



c)

Fig. 15. Valoarea maximă a curentului de defect și valoarea fazei inițiale în funcție de regimul de funcționare a rețelei, $R_i=8 \Omega$

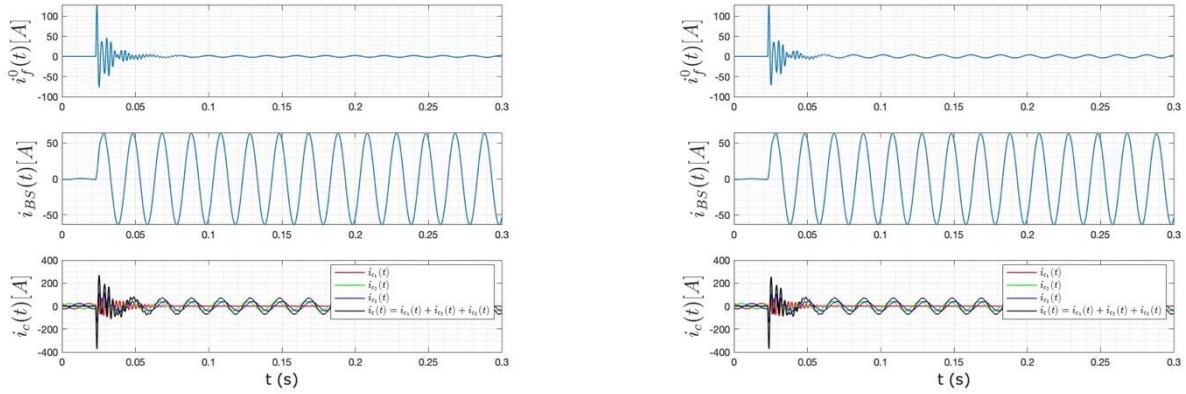


a) Neutrul tratat cu bobină de compensare, la rezonanță

b) Neutrul tratat cu rezistor, $R_N=37,5 \Omega$

Fig. 16. Variația în timp în cazul unui defect fază-pământ, $\alpha=90^\circ$, $R_i=8 \Omega$,

unde: $i_f^0(t)$ – curentul de secvență zero (homopolară) al liniei cu defect; $i_{BS}(t)$ – curentul prin bobina de compensare; $i_{c_1}(t)$, $i_{c_2}(t)$, $i_{c_3}(t)$, $i_c(t) = i_{c_1}(t) + i_{c_2}(t) + i_{c_3}(t)$ – curenții capacitivi ai rețelei

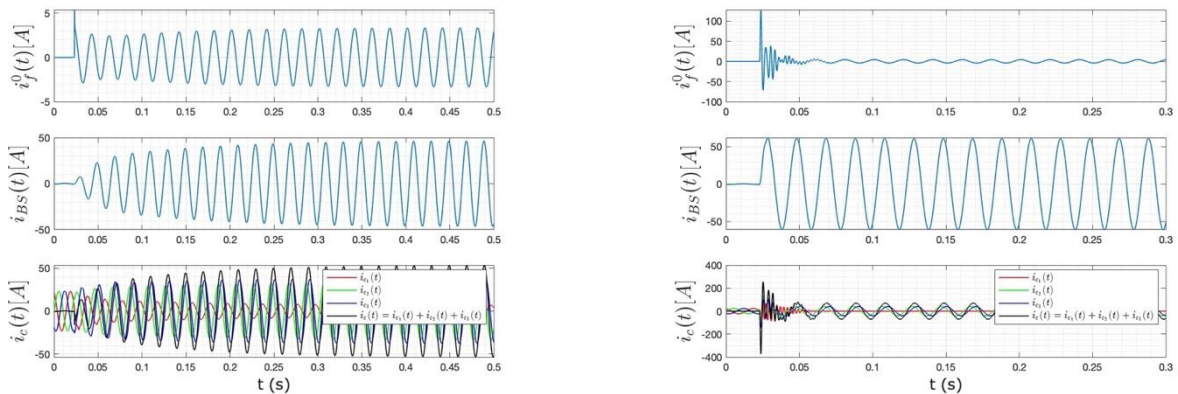


a) $R_{iz}=\infty$

b) $R_{iz}=8151,4 \Omega$

Fig. 17. Variația în timp în cazul unui defect fază-pământ, $\alpha=90^\circ$, $R_i=8 \Omega$,

unde: $i_f^0(t)$ – curentul de secvență zero (homopolară) al liniei cu defect; $i_{BS}(t)$ – curentul prin bobina de compensare; $i_{c_1}(t)$, $i_{c_2}(t)$, $i_{c_3}(t)$, $i_c(t) = i_{c_1}(t) + i_{c_2}(t) + i_{c_3}(t)$ – curenții capacitivi ai rețelei



a) Arc fault [32]

b) $R_i=8 \Omega$

Fig. 18. Variația în timp în cazul unui defect fază-pământ cu arc electric, regim subcompensat 4,5%,

unde: $i_f^0(t)$ – curentul de secvență zero (homopolară) al liniei cu defect; $i_{BS}(t)$ – curentul prin bobina de compensare; $i_{c_1}(t)$, $i_{c_2}(t)$, $i_{c_3}(t)$, $i_c(t) = i_{c_1}(t) + i_{c_2}(t) + i_{c_3}(t)$ – curenții capacitivi ai rețelei

TABLE VIII. REZULTATELE SIMULĂRII UNUI DEFECT FAZĂ-PĂMÂNT LA ÎNCEPUTUL LINIEI LI DIN SCHEMA SIMPLIFICATĂ A REȚELEI ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE DE 20 kV DIN FIG. 1, ÎN REGIM DE REZONANȚĂ, $R_T=8 \Omega$

R_t – rezistența de trecere la locul de defect; α – faza inițială a tensiunii fazei cu defect; R_{iz} – rezistența electrică a izolației rețelei de 20 kV; t_0 – momentul de timp corespunzător fazei inițiale α ; t_1 – momentul de timp la care se consideră componenta tranzitorie atenuată, în intervalul $[t_0, t_1]$ obținându-se și valoarea maximă a curentului de secvență zero (homopolară); Δt – durata regimului tranzitoriu; T – perioada curenților în regim stabilizat (20 ms pentru frecvența 50 Hz); $\Delta t/T$ – numărul de perioade cât durează regimul tranzitoriu; U_{1max} , U_{2max} , U_{3max} – valorile maxime ale tensiunilor de fază corespunzătoare barelor de 20 kV; U_{max}^0 – valoarea maximă a tensiunii de secvență zero (homopolară); I_{BSmax} – valoarea maximă a curentului prin bobina de compensare; I_{fmax} – valoarea maximă a curentului de defect; U_{1ef} , U_{2ef} , U_{3ef} – valorile efective ale tensiunilor de fază corespunzătoare barelor de 20 kV; U_{ef}^0 – valoarea efectivă a tensiunii de secvență zero (homopolară); I_{ef}^0 – valoarea efectivă a curentului de secvență zero (homopolară); I_{BSet} – valoarea efectivă a curentului prin bobina de compensare; inf – valoarea rezistenței izolației este infinit.

R_t [Ω]	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
α [$^\circ$]	0	15	88	89	90	91	92	0	90	91	92
R_{iz} [Ω]	8151,4	8151,4	8151,4	8151,4	8151,4	8151,4	8151,4	inf	inf	inf	inf
t_0 [s]	0,0180	0,0188	0,023	0,023	0,0230	0,0231	0,0231	0,0180	0,0230	0,0231	0,0231
t_1 [s]	0,236	0,236	0,117	0,117	0,107	0,107	0,107	0,445	0,125	0,125	0,125
Δt [s]	0,2180	0,2172	0,094	0,094	0,0840	0,0839	0,0839	0,4270	0,1020	0,1019	0,1019
$\Delta t/T$	10,90	10,86	4,71	4,70	4,20	4,20	4,19	21,35	5,10	5,10	5,09
U_{1max} [V]	1118,64	1326,03	4200,78	4204,70	17560,55	4204,47	4200,09	1113,23	17717,40	4234,61	4229,27
U_{2max} [V]	31063,00	31064,20	31528,77	31354,28	31162,95	31162,95	30957,02	31270,38	31465,63	31465,63	31239,86
U_{3max} [V]	21657,04	21681,47	22055,09	22052,86	22076,84	22088,58	22084,57	21688,80	21897,94	21907,54	21903,92
U_{max}^0 [V]	17935,02	17926,43	18592,25	18687,84	18765,36	18765,36	18824,35	18099,23	19087,10	19087,10	19143,09
I_{fmax}^0 [A]	40,01	46,15	126,75	126,65	126,53	126,53	126,29	39,71	127,26	127,26	126,99
I_{BSmax} [A]	112,28	111,80	68,14	66,29	64,42	64,42	63,08	120,96	67,54	67,54	65,49
I_{fmax} [A]	120,03	138,45	380,24	379,9	379,60	379,60	378,88	119,12	381,79	381,79	380,98
U_{1ef} [V]	66,10	66,10	66,67	66,63	66,58	66,58	66,63	35,19	34,57	34,57	34,44
U_{2ef} [V]	21284,02	21284,02	21569,77	21569,80	21573,17	21573,17	21573,13	21144,34	21522,98	21522,98	21522,84
U_{3ef} [V]	21535,30	21535,30	21600,75	21600,77	21605,51	21605,51	21605,49	21732,01	21730,32	21730,32	21730,30
U_{ef}^0 [V]	12188,21	12188,22	12392,53	12392,57	12397,27	12397,27	12397,23	12222,87	12440,12	12440,12	12440,03
I_{ef}^0 [A]	2,70	2,70	2,73	2,73	2,73	2,73	2,73	1,44	1,42	1,42	1,41
I_{BSet} [A]	45,86	45,86	45,14	45,14	45,13	45,13	45,13	46,20	45,42	45,42	45,40
I_{ef} [A]	8,09	8,09	8,19	8,18	8,18	8,18	8,18	4,31	4,25	4,25	4,23

5. CONCLUZII

Erorile obținute în calculul valorilor efective ale tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), considerând izolația rețelei de medie tensiune ca fiind ideală (rezistența electrică a izolației infinit), depind de metoda utilizată pentru tratarea neutrilor rețelei electrice de medie tensiune (neutru izolat, neutru tratat prin rezistor, neutru tratat prin bobină de compensare). Dacă rețeaua de medie tensiune are neutru tratat prin bobină de compensare, erorile de calcul al valorilor efective a tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară), utilizând modelele matematice în care este neglijată rezistența izolației rețelei, depind și de regimul în care funcționează rețeaua (rezonanță, subcompensat, supracompensat). În cazul în care rețeaua de medie tensiune are neutru tratat cu bobină de compensare, tensiunea și curentul de secvență zero (homopolară) sunt influențate de valoarea rezistenței bobinei de compensare (R_{BC}), astfel că modelele matematice folosite pentru calculul tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară) trebuie să includă rezistența R_{BC} . Valoarea rezistenței R_{BC} se modifică odată cu schimbarea valorii inductivității bobinei, aceasta depinzând de pierderile de putere activă din miezul feromagnetic al bobinei de compensare. Deteriorarea în timp a miezului feromagnetic conduce la creșterea rezistenței bobinei de compensare, ceea ce afectează valorile efective ale tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară) în prezența defectului

fază-pământ. Rezistența bobinei de compensare influențează cel mai mult valoarea efectivă a tensiunii de secvență zero (homopolară) atunci când rețeaua de medie tensiune funcționează în regim de rezonanță. Pe măsură ce regimul de funcționare al rețelei se îndepărtează de rezonanță influența rezistenței bobinei de compensare asupra tensiunii și curentului de secvență zero (homopolară) în timpul unui defect fază-pământ scade. Rezultatele obținute evidențiază faptul că în reglajul protecțiilor utilizate pentru detectarea defectelor fază-pământ care se produc în instalații electrice de putere trebuie avut în vedere faptul că parametrii caracteristici acestor instalații se modifică în timp, astfel că nesimetriile tensiunilor și curenților provocate de aceste defecte se modifică și ele. Mai mult, regimul tranzitoriu provocat în instalațiile electrice de putere de defectele fază-pământ este influențat și el de parametrii caracteristici acestor instalații. Prin urmare, modelele matematice trebuie să conțină toate variabilele care pot influența tensiunea și curentul de secvență zero (homopolară).

BIBLIOGRAFIE

- [1] C. S. Mardegan and R. Rifaat, 'Insights into applications of IEEE Standards for Ground Fault Protection in Industrial and Commercial Power Systems', in *2014 IEEE/IAS 50th Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference*, May 2014, pp. 1–10. doi: 10.1109/ICPS.2014.6839181.
- [2] A. K. Abbas, S. Hamad, and N. A. Hamad, 'Single line to ground fault detection and location in medium voltage distribution system network based on neural network', *Indones. J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 23, no. 2, Art. no. 2, Aug. 2021, doi: 10.11591/ijeecs.v23.i2.pp621-632.
- [3] A. Ukrainicev, V. Nagy, I. Nagy, S. Sarry, and G. Chmihaloy, 'Analysis of the functioning of the earth fault protection with active influence on electrical grid', presented at the Proceedings of the 9th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, Stará Lesná, Slovakia, Sep. 2017, pp. 418–421.
- [4] J. Ma, X. Yan, B. Fan, C. Liu, and J. S. Thorp, 'A Novel Line Protection Scheme for a Single Phase-to-Ground Fault Based on Voltage Phase Comparison', *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 5, pp. 2018–2027, Oct. 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2507600.
- [5] X. Zhang, B. Xu, Z. Pan, and P. Wei, 'Study on single-phase earthed faulty feeder selection methods in non-solidly grounded systems', in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Apr. 2008, pp. 1836–1840. doi: 10.1109/DRPT.2008.4523705.
- [6] D. Toader, S. Haragus, and C. Blaj, 'Numeric simulation of faults in electrical networks', presented at the Proceedings of the 10th WSEAS International Conference on Fuzzy Systems, Prague, Czech Republic, Mar. 2009.
- [7] Z. Liu and C. Deng, 'SINGLE-PHASE GROUND FAULT LINE SELECTION METHOD IN ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS BASED ON HIGH-VOLTAGE INVERTER INJECTED SIGNALS', *DYNA*, vol. 94, no. 1, pp. 539–545, Sep. 2019, doi: 10.6036/9221.
- [8] D. Toader, C. Blaj, P. Ruset, I. D. Hategan, N. Pinte, and B. Arvinti, 'Device for Automatic Control of the Petersen Coil', in *Soft Computing Applications*, V. E. Balas, L. C. Jain, and B. Kovačević, Eds., in *Advances in Intelligent Systems and Computing*. Cham: Springer International Publishing, 2016, pp. 1121–1137. doi: 10.1007/978-3-319-18416-6_91.
- [9] D. Toader, P. Ruset, I. Hategan, I. Diaconu, and N. Pinte, 'Selective detection of simple and doublegrounding within the medium voltage electrical networks with compensated null', in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Jun. 2009, pp. 1–9. doi: 10.1109/PTC.2009.5281893.
- [10] Y. Gao, X. Lin, P. Liu, and Z. Bo, 'A Generalized Morphological Transform Based Faulty Feeder Selector Suitable for the Non-Effectively Grounded Power Systems', in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Jun. 2007, pp. 1–6. doi: 10.1109/PES.2007.385772.
- [11] J. Li, G. Wang, D. Zeng, and H. Li, 'High-impedance ground faulted line-section location method for a resonant grounding system based on the zero-sequence current's declining periodic component', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 119, p. 105910, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105910.
- [12] T. Tang, C. Huang, Z. Li, and X. Yuan, 'Identifying Faulty Feeder for Single-Phase High Impedance Fault in Resonant Grounding Distribution System', *Energies*, vol. 12, no. 4, Art. no. 4, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12040598.
- [13] B. Fan *et al.*, 'Faulty phase recognition method based on phase-to-ground voltages variation for neutral ungrounded distribution networks', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 190, p. 106848, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106848.
- [14] Z. Li *et al.*, 'Single-phase-to-ground fault section location in flexible resonant grounding distribution networks using soft open points', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 122, p. 106198, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106198.
- [15] Z. Guo, J. Yao, S. Yang, H. Zhang, T. Mao, and T. L. Duong, 'A new method for non-unit protection of power transmission lines based on fault resistance and fault angle reduction', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 760–769, Feb. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.10.027.
- [16] Z. Pang *et al.*, 'A Fault Section Location Method Based on Energy Remainder of Generalized S-Transform for Single-phase Ground Fault of Distribution Networks', in *2018 IEEE 3rd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC)*, Oct. 2018, pp. 1511–1515. doi: 10.1109/IAEAC.2018.8577513.
- [17] J. Meng, W. Wang, X. Tang, and X. Xu, 'Zero-sequence voltage trajectory analysis for unbalanced distribution networks on single-line-to-ground fault condition', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 161, pp. 17–25, Aug. 2018, doi:

10.1016/j.epr.2018.03.024.

- [18] D. Toader, C. Blaj, S. Haragus, I. Cata, and I. Hategan, 'PSpice simulation of single phase in medium voltage electrical networks', presented at the Proceedings of the 3th International Conference on Modern Power Systems, Cluj-Napoca, Romania: Acta Electrotehnica, Special Issue, Oct. 2010, pp. 366–375.
- [19] D. Toader, C. Blaj, D. Vesa, I. Tatai, and B. Arvinti, 'Numeric Simulator for the Analysis of Transients due to Fault in Electric Networks', in *2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, May 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/MPS.2019.8759690.
- [20] D. Toader and V. Toaxen, 'Fault transient simulation in distribution networks with improved neutral-point grounding', in *Proceedings of the IASTED International Conference, Power and Energy Systems*, 2000, pp. 125–8.
- [21] D. Toader, S. Haragus, C. Blaj, and I. Cata, 'Numerical simulation of single phase faults in medium voltage electrical networks', vol. 5, pp. 64–74, Jan. 2010.
- [22] D. Toader, Ş. Hărăguş, and C. Blaj, 'Virtual system for numeric simulation of three phased circuits. Part 1', in *Proceedings The 7th International Power Systems Conference*, 2007, pp. 22–28.
- [23] D. Toader, Ş. Hărăguş, and C. Blaj, 'Virtual system for numeric simulation of three phased circuits. Part 2', in *Proceedings The 7th International Power Systems Conference*, 2007, pp. 29–35.
- [24] C. Şolea, D. Toader, M. Vinţan, M. Greconici, D. Vesa, and I. Tatai, 'Framework for distribution network modelling and fault simulation using MATLAB', in *2022 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE)*, Oct. 2022, pp. 118–123. doi: 10.1109/EPE56121.2022.9959758.
- [25] A. P. Mackerras, 'Calculation of Single-Phase Short Circuits by the Method of Symmetrical Components', *Gen. Electr. Rev.*, 1926.
- [26] C. L. Fortescue, 'Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks', *E E TRANS*, 1918.
- [27] S.-R. Nam, W.-H. Ko, S. Key, S.-H. Kang, and N.-H. Lee, 'IEC 61850-Based Centralized Protection against Single Line-To-Ground Faults in Ungrounded Distribution Systems', *Energies*, vol. 14, no. 3, p. 722, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14030722.
- [28] G. Kapoor, 'Wavelet Transform based Detection and Classification of Multilocation Three Phase to Ground Faults in Twelve Phase Transmission Line', 2019.
- [29] D. S. Osipov, D. S. Satpaev, and B. Yu. Kisselyov, 'Analysis of Single Phase-to-Ground Fault in Mixed Neutral Ground Systems Using Wavelet Transform', in *2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*, May 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICIEAM.2018.8728788.
- [30] C. Şolea *et al.*, 'Simultaneous open conductor and ground fault analysis using MATLAB', in *CIGRE Regional South-East European Conference RSEEC 2022 (6th edition)*, Iasi, Romania, Oct. 2022.
- [31] 'Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit'.
- [32] W. C. Dos Santos, B. A. De Souza, N. S. D. Brito, F. B. Costa, and M. R. C. Paes, 'High Impedance Faults: From Field Tests to Modeling', *J. Control Autom. Electr. Syst.*, vol. 24, no. 6, pp. 885–896, Dec. 2013, doi: 10.1007/s40313-013-0072-8.