

**MINISTERUL EDUCAȚIEI NAȚIONALE
UNIVERSITATEA "VALAHIA" DIN TÂRGOVISTE
IOSUD – ȘCOALA DOCTORALĂ DE ȘTIINȚE INGINEREȘTI
DOMENIU: INGINERIE ELECTRICĂ**

TEZĂ DE DOCTORAT

<<REZUMAT>>

**OPTIMIZAREA SISTEMULUI DE DISTRIBUȚIE A
ENERGIEI ELECTRICE**

Conducător de doctorat

Prof.univ.dr.ing. DOGARU-ULIERU Valentin

Doctorand

ing. ANDREI Florin-Dumitru

**TÂRGOVIȘTE
2020**

CUPRINS

LISTA FIGURILOR	7
LISTA TABELELOR	10
LISTA ANEXELOR	12
1 DEZVOLTAREA REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE	13
1.1 CONSIDERAȚII GENERALE	13
1.2 CRITERII DE DEZVOLTARE A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE	14
1.3 REȚEAUA DE DISTRIBUȚIE DE ÎT ȘI MT	15
1.4 CUANTIFICAREA RISCURILOR	18
2 SISTEME MODERNE DE CONDUCERE A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE	20
2.1 SMART GRID ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE	20
2.2 SISTEMUL SCADA ÎN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE ..	22
2.2.1 Unitatea de procesare	26
2.2.2 Stație de supraveghere a rețelei de distribuție	26
2.2.3 Sisteme de telecomunicații	27
2.3 ARHITECTURA TERMINALELOR DE TELECONTROL	30
2.3.1 Arhitectura RTU pentru rețea de ÎT	30
2.3.2 Arhitectura RTU pentru rețea de MT	35
2.4 REPREZENTARE REȚEA DE DISTRIBUȚIE ÎN SCADA	39
2.4.1 Vederea de detaliu a liniei electrice ÎT	39
2.4.2 Vederea de detaliu transformator ÎT/MT	39
2.4.3 Vederea de detaliu cuplă transversal (CT) ÎT	40
2.4.4 Vedere de detaliu celula MT	41
2.5 PROCESUL DE MONITORIZARE ÎN SISTEMUL SCADA A ENERGIEI ELECTRICE	43
3 REGIMURI DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE DE MEDIE TENSIUNE	47
3.1 ASPECTE GENERALE	47
3.2 TRATAREA NEUTRULUI ÎN REȚELELE ELECTRICE	48
3.3 PRINCIPII DE TRATARE A NEUTRULUI MT LEGAT LA PĂMÂNT PRIN SISTEM PETERSEN (NEUTRU COMPENSAT)	54
3.4 PRINCIPII DE TRATARE A NEUTRULUI MT LEGAT LA PĂMÂNT PRIN REZistență	56
3.5 ANALIZĂ COMPARATIVĂ ÎNTRE DIFERITELE MODALITĂȚI DE TRATARE A NEUTRULUI MT	57
3.5.1 Curentul de punere la pământ	57
3.5.2 Arcul electric intermitent și supratensiunile	57
3.6 COMPORTAMENTUL REȚELELOR TRATATE CU NEUTRU COMPENSAT	59
3.6.1 Expresii ale mărimilor de rețea în timpul defectului homopolar	61
3.7 SISTEM DE CONTROL AL NEUTRULUI	68

3.8 REGIM DE AVARIE ÎN REȚEAUA DE MT CU NEUTRU COMPENSAT	71
4 DISPOZITIVE DE MĂSURARE ȘI CONTROL ÎN REȚELELE ELECTRICE DE MT	76
4.1 CIRCUITE DE MĂSURĂ ȘI CONTROL	76
4.2 TRANSFORMATOARE DE MĂSURĂ	78
4.2.1 Criterii specifice pentru transformatoare de curent.....	78
4.2.2 Criterii specifice pentru transformatoare de tensiune.....	79
4.3 PRINCIPIILE DE FUNCȚIONARE A PROTECȚIILOR UTILIZATE ÎN REȚELE DE DISTRIBUȚIE	80
4.3.1 Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate Cod ANSI 50 - 51	80
4.3.2 Protecția homopolară de curent Cod ANSI 51N	83
4.3.3 Protecția maximală și minimală de tensiune Codurile ANSI 59 și 27.....	85
4.3.4 Protecția diferențială. Codul ANSI 87	87
4.3.5 Protecția direcțională și homopolară direcțională Codul ANSI 67, 67N.....	88
5 TEHNOLOGII INTELIGENTE ÎN REȚELELE DE MT ȘI JT	91
5.1 GENERALITĂȚI	91
5.2 CRITERII ÎN ALEGAREA TRATĂRII NESTRULUI	92
5.2.1 Calculul curentului capacativ al rețelei de MT	92
5.3 SISTEME INTELIGENTE ÎN REȚELELE DE MT	104
5.3.1 Controlul la distanță al rețelei de distribuție de MT.....	104
5.3.2 Evoluția indicatoarelor de curent de defect	105
5.3.3 Automatizarea rețelei de MT	113
5.3.4 Automatizare FRG.....	116
5.4 TEHNOLOGII SMART ÎN REȚEAUA JT	117
6 VERIFICAREA ECHIPAMENTELOR PRIMARE DIN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE	124
6.1 CONSIDERAȚII GENERALE.....	124
6.2 MĂSURAREA REZistențEI DE IZOLAȚIE.....	124
6.3 TRANSFORMATOR TRIFAZAT – RAPORT DE ÎNCERCARE.....	126
6.3.1 Măsurarea rezistențelor electrice ale înfășurărilor	127
6.3.2 Măsurarea rezistențelor de izolație a înfășurărilor	130
6.3.3 Măsurarea raportului de transformare	131
6.4 TRANSFORMATOARE PENTRU CREAREA NESTRULUI ARTIFICIAL	132
7 MODELAREA ȘI SIMULAREA TRATĂRII NESTRULUI ÎN SIMULINK	138
7.1 ANALIZA ȘI INERPRETAREA REZULTATELOR ÎN SIMULINK	144
8 CONCLuzii, CONTRIBuȚii ORIGINALE ȘI DIRECTii DE DEZVOLTARE..	152
ANEXA A - CURENTUL CAPACITIV REȚEAUa DE DISTRIBUȚIE DE MT	157
ANEXA B – CARACTERISTICI TEHNICE ALE CONTOARELOR INTELIGENTE, ALE TC-URILOR PENTRU BILANȚ ȘI ALE CONCENTRATORULUI	158
ANEXA C - SISTEM DE TEST PENTRU TRANSFORMATOARE ȘI STAȚII MEGGER TRAX 280	162
ANEXA D - VERIFIVAREA REZistențEI DE IZOLAȚIE	164
ANEXA E - CARACTERISTICILE SISTEMULUI PETERSEN	169
ANEXA F - CALITATEA SERVICIULUI DE DISTRIBUȚIE ÎN REȚELELE DE MT	171
ANEXA G - CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT ȘI VERIFICAREA REGLAJELOR PROTECȚIILOR ÎN REȚEAUA MT	177

ANEXA H - OPTIMIZAREA PIERDERILOR TEHNICE ÎN REȚEAUA MT	183
ANEXA I - BULETIN DE VERIFICARE REZISTENȚE DE IZOLAȚIE	
TRANSFORMATOR	185
BIBLIOGRAFIE	188

Cuvinte cheie: *tratarea neutrului, supratensiuni, curent de defect, continuitatea serviciului, calitate energiei, Smart Grid, monitorizare, control, întreruperi, defect homopolar, tensiune homopolară, regim nesimetric, indicator de defect, automatizare, sistem Petersen.*

Introducere

Cercetarea întreprinsă prin prezenta teză de doctorat a avut drept scop tratarea unor probleme specifice sistemului de distribuție a energiei electrice, respectiv transformarea digitală a rețelei de distribuție dar și optimizarea ei în conceptul de rețea electrică intelligentă.

În primul capitol am prezentat aspectele teoretice legate de optimizarea rețelelor de distribuție, analizând diferite aspecte teoretice în legătură cu tematica lucrării.

În cel de-al doilea capitol am analizat sistemele de monitorizare utilizate în rețele electrice de distribuție a energiei electrice. Am subliniat importanța conceptului "Smart Grid" în rețelele electrice dar și modalități noi de conducere a rețelelor electrice de distribuție, prezentând inclusiv echipamentele de achiziție de date utilizate la monitorizarea rețelei.

În capitolul 3 al lucrării, am prezentat diverse metode utilizate pentru tratarea neutrului în rețelele electrice din țara noastră și am analizat diferite aspecte teoretice în legătură cu tematica lucrării. Am prezentat principalele caracteristici ale modurilor de tratare a neutrului rețelelor de MT accentuând tratarea neutrului prin sistem Petersen (compensat). Astfel într-o rețea electrică cu neutru compensat, la un defect cu pământul pe o linie, face în primul rând să circule în punctul de defect un curent inductiv care compensează curentul capacativ de punere la pământ al fazelor fără defect astfel încât arcul electric produs la locul de defect să nu persiste, iar în al doilea rând dacă defectul persistă prin intermediul rezistenței este identificată și deconectată linia cu defect. Această metodologie de compensare a rețelei este implementată prin sistemul de control al neutrului care regleză în mod automat gradul de acord dintre bobina de stingere și capacitatea homopolară a rețelei MT la care este legat. În capitolul trei am prezentat și măsurările efectuate în rețea reală de MT.

În cel de-al 4-lea capitol am analizat metodele de măsurare și control pentru optimizarea sistemului de distribuție a energiei electrice. Am detaliat din punct de vedere teoretic principalele tipuri de protecții utilizate în rețelele electrice de distribuție care contribuie alături de modul de tratare a neutrului la eliminarea defectului într-un timp scurt și la separarea electrică a linie cu defect.

Capitolul 5 este dedicat analizei noilor tehnologii inteligente utilizate în rețelele de MT și JT. În acest sens, acest capitol conține mai multe subpuncte, fiecare dispunând de o parte teoretică pentru noile tehnologii utilizate, fiind însoțite și de exemple. Mai mult decât atât, ținând seama de posibilitățile de monitorizare din rețelele de distribuție, am propus și analizat comparativ diverse tehnologii.

Tinând seama de importanța transformatoarele de putere și a sistemelor de tratare a neutrului care afectează stabilitatea sistemului, în Capitolul 6 am analizat importanța măsurării rezistenței de izolare. Din cauza mediului unde sunt montate echipamentele pot apărea deficiențe în funcționarea lor; măsurarea rezistenței de izolație permite luarea deciziei că echipamentele respective sunt în bună stare de funcționare. Sunt furnizate informații despre starea momentană a izolației permisand astfel punerea în funcțiune a echipamentelor în condițiile în care izolantul funcționează corespunzător. Verificarea echipamentelor primare din rețelele electrice constituie astfel o primă garanție de funcționare sigură.

În capitolul 7 am prezentat simulările efectuate în rețeaua electrică de MT. Rețeaua electrică de modelat am realizat-o cu ajutorul aplicației Simulink în asa fel încat să se poată compara cazul în care neutrul transformatorului se leagă direct la pământ, cazul în care se leaga printr-o rezistență sau prin sistem Petersen (bobină de stingere în paralel cu rezistență). Pentru aceasta am utilizat patru întreruptoare ideale, comandate dintr-un bloc generator de semnal. Generatorul de semnal comandă și momentul în care apare defectul monofazat. Am urmărit prin această simulare următoarele obiective:

- stabilitatea sistemului trifazat în prezența unui defect monofazat în funcție de modul de tratare a neutrului;
- limitarea curentului de defect și a supratensiunilor în rețea electrică;
- stabilirea unui mod de tratare a rețelei electrice cu impact redus față de regimul sinusoidal permanent de funcționare.

În anexe sunt prezentate considerații referitoare la curentul capacativ rețea de distribuție MT, caracteristici tehnice ale contoarelor inteligente, ale transformatoarelor de curent pentru bilanț și ale concentratoarelor, caracteristici tehnice sistemul de testare Meger Trax 280, verificarea rezistenței de izolație, caracteristicile sistemului Petersen, calitatea serviciului de distribuție precum și calculul curenților de scutcircuit și optimizarea pierderilor în rețeaua de MT. Din analiza rezultatelor realizate în Simulink, am constatat că intensitatea curentului de scutcircuit este mult redusă în cazul utilizării sistemului Petersen. Utilizarea tratarii neutrului prin sistem Petersen reduce semnificativ valorile tensiunilor și curenților în timpul defectelor de punere la pământ. Prin urmare, scopul urmărit este și va fi:

- reducerea numărului și a duratei întreruperilor;
- creșterea gradului de siguranță în funcționarea instalațiilor;
- creșterea calității serviciului oferit clienților.

Cu noile soluții prezentate, rezultă următoarele avantaje:

- stabilitatea sistemului trifazat;
- conducerea operativă a rețelei de distribuție (reducerea / lichidarea avariilor, circulația puterilor, funcționării ale protecțiilor) în timp real;
- reducerea duratelor de nealimentare a consumatorilor;
- reducerea cantității de energie electrică nelivrată;
- reducerea riscurilor de manevrare greșită a echipamentelor de comutație;
- reducerea costurilor de intervenție pentru lichidarea avariilor;
- gestionarea producătorilor de energie electrică racordați la rețeaua de MT.

1 DEZVOLTAREA REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Sistemele de energie electrică suferă o transformare radicală prin integrarea surselor regenerabile de energie descentralizate, a consumatorilor iar soluțiile de stocare/evacuare a energiei electrice necesită sisteme mai flexibile. Ca părți integrante ale rețelelor electrice, stațiile de transformare reprezintă în esență inima acestor sisteme de alimentare. Când vine vorba de automatizare, monitorizare și protecție a unei stații, tehnologia digital poate fi aplicată cu efecte semnificative. Dezvoltarea rețelei de distribuție de Înaltă Tensiune (ÎT) a Operatorului de Distribuție (OD) este corelată cu dezvoltarea Sistemului Energetic Național (SEN) care face parte din Operatorul de Transport „Transelectrica” ca efect a interacțiunii strânse existente între rețeaua de ÎT a OD și Transelectrica. Este necesar pe baza dezvoltării economice și a previziunii de creștere a consumului de energie electrică, a stabilității sistemului energetic prin conectarea de noi stații asigurând astfel continuitatea și calitatea serviciului de distribuție cu energie electrică. În dezvoltarea rețelei de distribuție de Medie Tensiune (MT) trebuie să se țină cont de următorii factori:

- calitatea energiei electrice furnizate;
- noile cereri de racordare din partea clienților dar și din partea producătorilor de energie electrică;
- optimizarea rețelelor de distribuție existente;
- analiza datelor referitoare la lipsa continuității în alimentarea cu energie electrică.

Pornind de la actuala configurație a rețelei de distribuție de ÎT și MT optimizarea rețelelor va urmări:

- folosirea unui număr mai mare de stații electrice cu posibilitate de rezervare și prin liniile de MT;
- introducerea SCADA (Monitorizare, Control și Achiziții de Date) în stațiile de transformare și de-a lungul liniilor de MT;

- introducerea unui nou mod de tratare a neutrului în rețelele de MT;
- introducerea automatizărilor de-al lungul liniilor de MT;
- introducerea de tehnologie inteligente în rețeaua de Joasă Tensiune (JT).

2 SISTEME MODERNE DE CONDUCERE A REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Elementele componente ale unei rețele electrice de distribuție cât și tehnologia informațiilor și comunicațiilor care ajută la funcționarea optimă a respectivei rețele au dat naștere unui nou concept și anume acela de “Smart Grid”, sau în traducere, rețea intelligentă. Dezvoltarea conceptului de “Smart Grid” va permite:

- utilizarea de noi tehnologii pentru creșterea eficienței serviciului de distribuție cu energie electrică;
- realizarea de noi facilități, noi beneficii ale clienților, cu respectarea calității energiei electrice livrate;
- dezvoltarea sistemelor de comunicații pentru a obține informații în timp real a evenimentelor din rețeaua de distribuție și adoptarea de măsuri pentru limitarea efectelor în pierderea serviciului de distribuție.

“Smart Grid” este o rețea electrică în care se poate integra eficient atât producatorii de energie, Operatorul de Transport, Operatorii de Distribuție cât și clientul, pentru a asigura eficiență economică a sistemelor de producere, transport, distribuție și consum cu energie electrică cu pierderi reduse și siguranță în funcționare, cu respectarea standardelor de calitate a energiei electrice. Conceptul de “Smart Grid” la nivelul rețelei de distribuție cu energie electrică poate fi asociată cu tehnologii de automatizare cum ar fi:

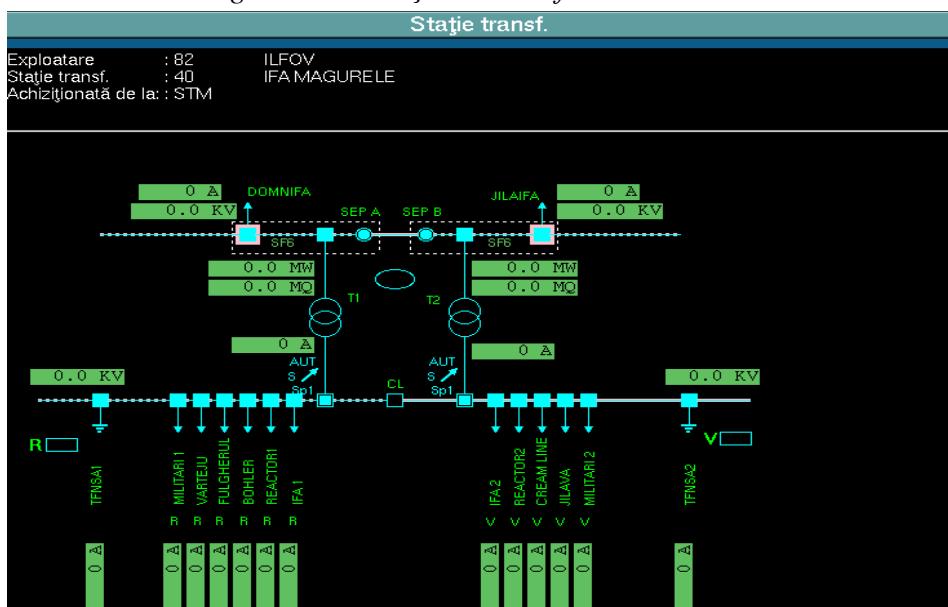
- monitorizarea și controlul echipamentelor primare din stații, posturi de transformare, puncte de alimentare, puncte de conexiune (sistemele SCADA);
- automatizări locale ale echipamentelor primare, funcționări de tip Anclansarea Automată a Rezevei (AAR) de pe sursele locale de alimentare cu energie electrică, izolarea tronsoanelor cu defecte;
- monitorizarea și controlul resurselor de energie distribuite;
- aplicații pentru gestionarea încărcărilor pe liniile electrice.

Prin “Smart Grid” există posibilitatea intervenției și la clienți pentru ca necesarul de energie electrică să corespundă în orice moment producției de energie electrică, existând un control real al clienților, al energiei electrice utilizată. Un atu important la acest lucru îl au și

sistemele de telecomunicații care ajută la utilizarea eficientă a energiei electrice prin gestionarea informațiilor dintre producere și cerințele clientului. Principalele caracteristici ale sistemului SCADA sunt:

- gestiunea și monitorizarea rețelei electrice (avarii, revizii tehnice, introducerea de noi clienți);
- suportul pentru a garanta calitatea și continuitatea serviciului electric;
- gestiunea informatizată a tuturor activităților legate de rețeaua electrică.

Figura 2. 1 - Stație de transformare telecontrolată



Sistemul SCADA este o structură hardware și software care trebuie să cuprindă :

- un centru operativ (Centrul de Telecontrol) la nivel de unitate teritorială, dotat cu un anumit număr de stații operative, imprimante și o sală de conexiune care conține unități de procesare și telecomunicații;
- terminale de telecontrol (RTU) pentru stații electrice, instalate în stațiile de transformare IT/MT și utilizate la transmiterea în centrul operativ al informațiilor din teren (semnale, alarme, măsurări, stări ale echipamentelor primare) și la executarea comenziilor transmise de la centrul operativ;
- RTU pentru rețeaua de MT, instalate în puncte de alimentare, puncte de conexiune, separatoare de stâlp, posturi de transformare și utilizate la transmiterea, în centrul operativ al informațiilor din teren (semnale, alarme, stări ale echipamentelor primare) și la executarea comenziilor transmise de la centrul operativ.

Sistemul SCADA recunoaște stările de funcționare necorespunzătoare ale echipamentelor din rețelele electrice (suprasarcini, nivele de tensiune în afara limitelor, acționarea sistemelor de

protecție și automatizări, modificarea nedorită a stării întreruptoarelor și separatoarelor, etc.) și avertizează optic și acustic asupra celor întâmplate realizând astfel funcția de informare. În scopul optimizării functionării rețelelor electrice se înregistreaza circulația de puteri. Aceste informații sunt folosite la o mai bună planificare a regimurilor de funcționare a rețelei precum și la reglarea tensiunii transformatoarelor din sistemul energetic.

3 REGIMURI DE FUNCȚIONARE ALE REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE DE MEDIE TENSIUNE

Prin regimul de funcționare al unei rețele electrice se înțelege starea actuală a rețelei caracterizată de calitatea energiei electrice și de continuitatea alimentării cu energie electrică. Calculul regimurilor de funcționare este de importanță majoră deoarece cunoscând sarcina pe care o transportă rețeaua și caracteristicile de material ale conductorilor și transformatoarelor aferente trebuie să se asigure parametrii de calitate ai energiei furnizate indiferent de configurația rețelei. În exploatarea normală în regim sinusoidal simetric al rețelei electrice, modul de legare la pământ a neutrului nu are influență asupra potențialului acestuia care rezultă egal cu cel al pământului. Modul de tratare al neutrului influențează însă în mod semnificativ valorile tensiunilor și ale curenților în caz de funcționări asimetrice și în special în timpul defectelor de punere la pământ. De modul cum este tratat neutralul depinde forma de manifestare a acestui fenomen, comportarea rețelelor electrice în perioada cât durează defectul, consecințele asupra instalațiilor energetice, cât și asupra alimentării cu energie electrică a consumatorilor. În timp ce la rețelele de transport de ÎT și la rețelele de distribuție ÎT și JT este aproape generalizată folosirea neutrului legat direct la pământ - supradimensionarea izolației transformatorului ar fi prea costisitoare în rețelele de ÎT; iar la nivelul de JT, neutralul se leagă la pământ din motive de protecție a personalului dar și pentru protecția receptoarelor monofazate - însă în rețelele electrice de MT nu există o soluție unică în alegerea stării neutrului. În ciuda unei scheme generale de protecție comune utilizată în rețelele de distribuție, care poate fi extrapolată în majoritatea țărilor, pot fi observate unele diferențe generale. Iată principalele teme care pot genera diferențe între practicile fiecărei țări:

- funcțiile dezvoltate în cadrul schemei de protecție: de exemplu, unele țări permit funcționarea în funcție de curentul de defect, în timp ce altele preferă să eliminate orice defecțiune din rețeaua de distribuție;
- modul de tratare al neutrului (legat direct la pământ, izolat, tratat prin rezistență, compensat);

- structura rețelei (buclată sau radială);
- legislație națională de reglementare;
- nivelul de tensiune utilizat de OD;
- tipurile de protecție utilizate în rețeaua de distribuție
- configurațiile funcțiilor de protecție (praguri, temporizări), care depind de reglementările tehnice în vigoare din țara respectivă.

Tabel 3.1- Modul de tratare a neutrului în rețeaua de MT pe plan internațional

Țară/Regiune	Neutrul legat direct la pământ	Neutrul legat la pământ prin rezistență	Neutrul legat la pământ prin Sistem Petersen	Neutrul izolat
ITALIA			x	x
FRANȚA		x	x	
GERMANIA			x	
SPANIA	x	x	x	x
PORUGALIA		x		
AUSTRIA			x	
BELGIA		x		
SUEDIA			x	
FINLANDA			x	x
MAREA BRITANIE	x			
IRLANDA				x
RUSIA				x
EUROPA DE EST			x	
AUSTRALIA	x			
SUA ȘI CANADA	x			
CHINA		x	x	x
ISRAEL			x	
ROMÂNIA		x	x	x

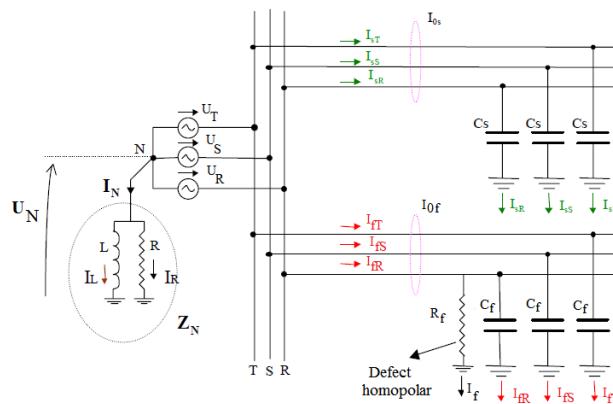
Joint Working Group B5/C6.26/CIRED, Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources, Austria, 2015, pp 23

Conform normativelor în vigoare, dacă curentul capacativ de punere la pământ al rețelei electrice legate galvanic are o valoare mai mare de 10A, se impune tratarea neutrului rețelelor electrice. Dacă neutrul este legat prin intermediul unor impedanțe la un electrod de legare la pământ de rezistență joasă se spune că neutrul este legat “direct la pământ”; dacă în schimb nu există conexiuni intenționate între neutrul și pământ este vorba de “neutrul izolat”. Soluțiile intermediare prevăd inserarea între neutrul și pământ a unor impedanțe inductive, rezistive sau inductiv-rezistive.

3.1 PRINCIPII DE TRATARE A NEUTRULUI MT LEGAT LA PĂMÂNT PRIN SISTEM PETERSEN (NEUTRU COMPENSAT)

Rețelele compensate au câștigat popularitate în ultimii ani în rețelele de distribuție. Acest lucru se datorează în principal atenției sporite asupra fiabilității oferite. Numărul de defecțiuni s-a redus semnificativ și, astfel, cheltuielile de întreținere pentru serviciul de distribuție a energiei electrice pot fi diminuate. Tratarea neutrului în rețelele electrice de distribuție prin montarea sistemului Petersen (bobină de stingere în paralel cu rezistență) între neutrul transformatorului și pământ, la un defect cu pamantul pe o linie, face în primul rând să circule în punctul de defect un curent inductiv care compensează curentul capacativ de punere la pământ al fazelor sănătoase astfel încât arcul electric produs la locul de defect să nu persiste, iar în al doilea rând dacă defectul persistă prin intermediul rezistenței este identificată și deconectată linia cu defect. Tratarea neutrului MT prin intermediul sistemului Petersen (bobina de stingere în paralel cu rezistență), denumita în general tratare cu neutrul compensat, este prezentat figura următoare:

Figura 3.1 - Rețea de MT cu neutrul compensat

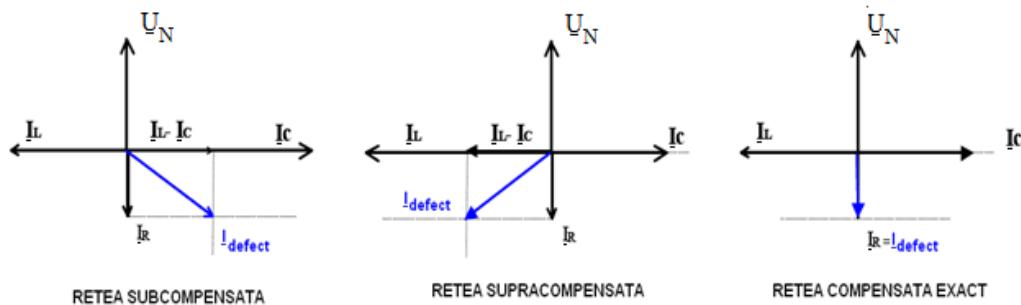


Pe durata defectului monofazat la pământ, impedanța de legare la pământ a neutrului este traversată de:

- o componentă inductivă de curent I_L la 90° înaintea tensiunii neutrului U_N ($-U_R$);
- o componentă rezistivă de curent I_R opusa față de tensiunea neutrului U_N ($-U_R$).

Curentul I_L este în opoziție de fază față de curentul capacativ I_C (cu 90° în față) care se creează datorită capacităților rețelei, și deci are tendința de a îl „compensa”. Se vorbește de „compensare exactă” atunci când curentul I_L este egal și opus curentului de defect aferent cazului cu neutru izolat (deci egal cu I_C); rețeaua este considerată subcompensată sau supracompensată, respectiv când curentul I_L este inferior sau superior curentului de defect mai sus menționat.

Figura 3.2 - Diagrama vectorială cu neutru compensat



Gradul de compensare este definit de expresia:

$$c = \frac{I_L}{I_C} \% \quad (3.1)$$

Cum exploatarea rețelei este de asemenea natură încât să permită o compensare aproape de 100%, se poate afirma, în general, că tratarea cu neutru compensat permite reducerea valorii curentului de punere la pământ. Acest efect reprezintă unul dintre principalele avantaje ale acestei modalități de legare la pământ. În general, modalitatea de exploatare a rețelei electrice cu neutru compensat permite, față de cea cu neutru izolat, să se îndeplinească următoarele obiective:

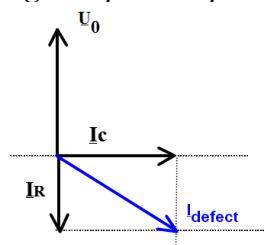
- limitarea curentului de punere la pământ favorizând, în același timp, dimensionarea instalațiilor de legare la pământ a posturilor de transformare MT/JT;
- reducerea riscurilor de apariție a arcului electric intermitent;
- creșterea probabilității de autostingere a defectelor monofazate, evitând deconectarea intrerupătorului liniei.

3.2 PRINCIPII DE TRATARE A NEUTRULUI MT LEGAT LA PĂMÂNT PRIN REZISTENȚĂ

Tratarea neutrului MT legat la pământ prin intermediul unei rezistențe este o modalitate care a fost utilizată frecvent în rețelele MT de distribuție din România, cu dimensionări ale

rezistenței care reducea curenții de punere la pământ la valori predefinite (ex. 300 A, 600 A, 1000 A, etc.). Prințipiu de funcționare în cazul tratării neutrului rețelei de MT prin rezistență poate să fie văzut ca un caz special al neutrului compensat în care, pe durata defectelor cu pământul, se manifestă în rețea o componentă I_R de curent în opoziție cu tensiunea homopolară. Soluția rezultă clar a fi mai simplă și economică față de compensarea cu bobină de stingere. Prin tratarea cu rezistență nu s-a realizat o scădere a curentului de defect care este tipică pentru neutrul compensat totuși, se pot reduce supratensiunile tranzitorii și fenomenele de arc electric intermitent.

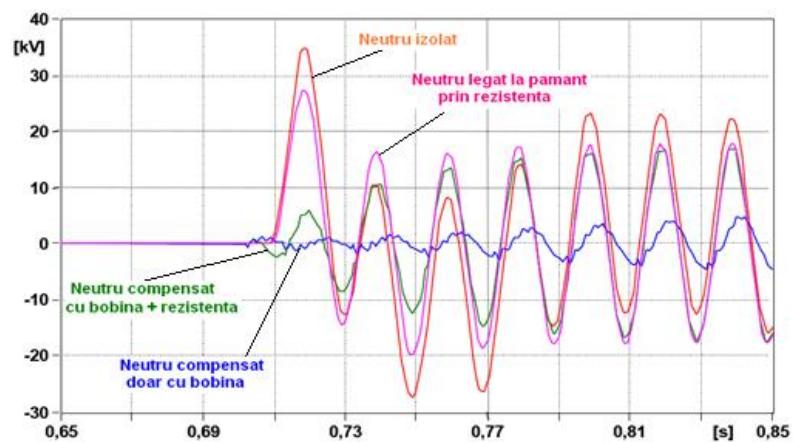
Figura 3.3 - Diagrama vectorială cu neutru legat la pământ prin rezistență.



3.1 ANALIZĂ COMPARATIVĂ ÎNTRE DIFERITELE MODALITĂȚI DE TRATARE A NEUTRULUI MT

Supratensiunile în rețelele MT, ca urmare a unei defecte homopolar, le includ atât pe cele care se manifestă pe fazele sănătoase la apariția fenomenului, cât și pe cele de pe faza cu defect la eliminarea defectului, prin autostingerea arcului sau prin declanșarea liniei ca urmare a intervenției protecțiilor.

Figura 3.4 - Efectul tratării neutrului într-o rețea MT asupra supratensiunilor

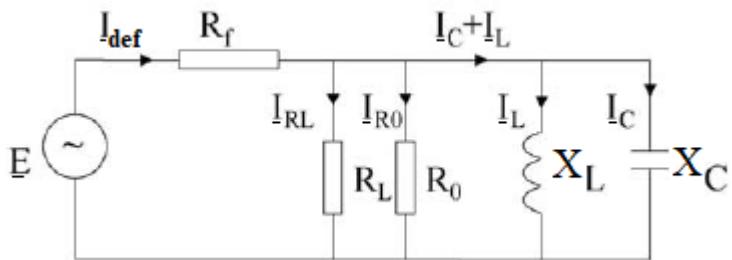


Se evidențiază că bobina de stingere are efect de atenuare a tensiunii. Tratarea neutrului prin sistem Petersen limitează supratensiunile provocate de arcul electric intermitent care duce astfel la reducerea numărului de defecte de izolație și deci la reducerea numărului de defecte polifazate.

3.1.1 Expresii ale mărimilor de rețea în timpul defectului homopolar

Tratarea neutrului cu bobină de stingere este unul dintre cele mai importante moduri de îmbunătățire a calității tensiunii în rețelele electrice. Principalul avantaj al acestei tratări este capacitatea de a continua să funcționeze rețeaua în timpul unei puneri la pământ a unei faze. Rețelele electrice de MT trebuie compensate pe cât posibil, astfel încât doar curentul rezidual să circule prin locul de defect atunci când apare o punere la pământ. În trecut, singura variabilă controlată care a fost utilizată pentru a regla o bobină a fost valoarea absolută a tensiunii de secvență zero U_{NO} , care nu întotdeauna obținea rezultatul dorit. Această tensiune este utilizată pentru a declanșa detectarea defectiunilor monofazate în rețele cu neutrul compensat, precum și cele izolate. Creșterea liniilor electrice a echilibrat rețelele și a redus tensiunea de secvență zero. Însă, încărcarea dezechilibrată a rețelei poate afecta în continuare tensiunea de secvență zero și o poate face să varieze. Acesta este motivul pentru care trebuie folosite și alte tehnici pentru pentru a păstra calitatea tensiunii în rețelele electrice.

Figura 3. 5 - Circuitul Thevenin echivalent cu neutrul tratat prin sistemul Petersen



Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau,
Neutral point treatment in the medium voltage distribution networks,
International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, pp 348.

Dacă neglijăm impedanța bobinei iar punerea la pământ este netă, rezistența defectului fiind neglijată ($R_f=0$), atunci intensitatea curentului de defect în sistemul de tratare cu rezistență este:

$$I_{def} = I_R + I_C = \frac{E}{R_e} + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot Co \cdot \underline{E} \quad (3. 2)$$

Tensiunile fazelor fără defect :

$$U_A = U_B = \sqrt{3}U_f \quad (3. 3)$$

Iar tensiunea de deplasarea a punctului neutru este:

$$\underline{U}_N = \underline{I}_R \mathbf{R}_e \quad (3. 4)$$

Acum revenind la sistemul de tratare cu bobină de stingere și resistor iar punerea la pământ este netă, rezistența defectului fiind neglijată ($R_f=0$), curentul capacativ de punere la pământ se obține din curentul capacativ al fazei defecte, din curentul induș de bobină, dar și de curentul rezistiv:

$$\underline{I}_{def} = \underline{I}_{RL} + \underline{I}_{RO} + \underline{I}_L + \underline{I}_C \quad (3. 5)$$

Valoarea curentului capacativ este egal cu:

$$\underline{I}_C = \frac{\underline{E}}{X_C} = 3 \cdot \omega \cdot C_o \cdot \underline{E} \quad (3. 6)$$

unde: E - tensiunea de fază;

X_C - reactanță capacativă

ω - pulsația

Valoarea curentului induș de bobină este dată de următoarea relație:

$$\underline{I}_L = \frac{\underline{E}}{X_L} = \frac{\underline{E}}{\omega L} \quad (3. 7)$$

Atunci curentul capacativ de punere la pământ devine:

$$\underline{I}_{def} = \frac{(R_L + R_o)\underline{E}}{R_L \cdot R_o} + j \cdot \left(3\omega C_o - \frac{1}{\omega L} \right) \underline{E} \quad (3. 8)$$

Dacă gradul de compensare c este egal cu 1, adică I_L este egal cu I_C , obținem următoarea relație:

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C} \quad (3. 9)$$

unde L este valoarea căreia i se va acorda inductanței. În cazul unei sub-compensări egale cu 95%, se obține:

$$L = \frac{1}{3 \cdot 0.95 \cdot \omega^2 C} \quad (3.10)$$

Condiția de reglare a bobinei se realizează atunci când:

$$3\omega Co - \frac{1}{\omega L} = 0 \quad (3.11)$$

În cazul compensării complete, curentul de defect ramâne doar cu componentă rezistivă:

$$I_{def} = \frac{(R_L + R_o)E}{R_L \cdot R_o} \quad (3.12)$$

4 DISPOZITIVE DE MĂSURARE ȘI CONTROL ÎN RETELELE ELECTRICE DE MT

Rezultatele mărimilor măsurate sunt utilizate în tot mai multe aplicații atât pentru asigurarea unui serviciu de distribuție de calitate cât și o garanție a utilizatorului. Valorile măsurate și înregistrările aparatelor de măsură permit să se efectueze o serie de operații precum:

- conectarea și deconectarea liniilor în paralel cu rețeaua sistemului electric;
- controlul repartiției puterii active și reactive pe liniile de transport și de distribuție;
- controlul sarcinii liniilor electrice, în scopul prevenirii regimurilor anormale de funcționare, datorită suprasarcinilor;
- controlul calității energiei electrice (frecvență, tensiune);
- evidența energie electrice;
- transmiterea valorilor unor aparete din stații de transformare, puncte de alimentare către centrele de dispecer.

4.1 Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate Cod ANSI 50 - 51

Protecția împotriva scurtcircuitelor polifazate este cea mai răspândită protecție în rețelele de distribuție fiind utilizată la aproape toate niveluri de tensiune. Protecția permite identificarea defectiunilor de fază din cauza supraîncărcării sau a scurtcircuitelor. Metodele tipice de intervenție pot fi instantanee numită protecție maximală de curent rapidă (cod 50) sau temporizată numită protecție maximală de curent temporizată (cod 51).

4.2 Protecția homopolară de curent Cod ANSI 51N

Această protecție este constituită dintr-o protecție maximală de curent alimentată de curentul homopolar a liniei protejate prin intermediul unui filtru de curent de secvență homopolară, realizat fie prin montajul Holmgreen a trei transformatoare de curent, fie cu un transformator inelar (toroidal).

4.3 PROTECȚIA MAXIMĂLĂ ȘI MINIMALĂ DE TENSIUNE Codurile ANSI 59 și 27

Protectia maximal de tensiune se utilizează pentru protejarea echipamentelor împotriva deteriorării izolației ca urmare a creșterii tensiunii. Protecția de minimă tensiune detectează stările de funcționare cu tensiune scăzută care pot conduce la pierderea stabilității funcționării echipamentelor electronice. Modul de intervenție a protecțiilor poate fi instantanee sau temporizată. Este posibil să fie combinate ambele protecții la minimă tensiune sau la maximă tensiune (protecție cu codul 27-59) astfel obținându-se menținerea tensiunii într-un interval stabil. Un exemplu tipic de aplicarea acestui tip de protecție este cea a autoproducătorilor conectați la rețea care trebuie să fie protejați.

4.4 PROTECȚIA DIFERENȚIALĂ Codul ANSI 87

Protecția diferențială se folosește pentru a proteja un element de rețea împotriva defectelor interne care trebuie eliminate într-un timp foarte scurt prin compararea curenților.

4.5 PROTECȚIA DIRECȚIONALĂ ȘI HOMOPOLARĂ DIRECȚIONALĂ Codul ANSI 67, 67N

Protecția oferă informații despre poziția unei mărimi vectoriale în comparație cu alta care este luată drept referință. Comparația se face pe unghiul de defazaj între vectorii de curent și tensiunile măsurate; prin urmare, protecția direcțională necesită două mărimi: o tensiune și un curent.

5 TEHNOLOGII INTELIGENTE ÎN REȚELELE DE MT ȘI JT

Funcționarea în rețea de MT cu neutrul compensat, împreună cu noile tehnologii utilizate atât pe partea de MT cât și pe partea de JT determină realizarea unei rețele electrice de distribuție inteligente. Implementarea acestui sistem reduce substanțial solicitările electrice (supratensiuni, supracurenți) ale rețelei de distribuție, ale echipamentelor și constituie unul din factorii care contribuie atât la continuitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor cât și pentru îmbunătățirea eficienței energetice.

Următorii parametrii trebuie luați în considerare la nivelul stației de transformare 110kV/ MT pentru schimbarea tratării neutrului:

- ✓ curentul capacativ a rețelei aferente de MT;
- ✓ numărul de intreruperi lungi (media ultimilor 2 ani);
- ✓ Indicele Frecvența Medie a Întreruperilor în Rețea pentru un consumator - SAIFI;
- ✓ Indicele Durată Medie a Întreruperilor în Rețea pentru un consumator – SAIDI.

Pentru a calcula curentul capacativ al rețelei MT avem nevoie de secțiunile tuturor liniilor care alcătuiesc rețeaua electrică dar și de lungimea lor totală, se recomandă utilizarea unor formule aproximative pentru calcularea curentului capacativ. În cazul sistemelor cu neutru izolat, este posibilă determinarea convențională a valorii curentului capacativ cu următoarea formulă:

$$I_c = U(0.003 \cdot L_a + 0.2L_c) \quad (5.3)$$

unde : U = tensiunea nominală a rețelei în kV;

L_a = suma lungimilor liniilor electrice aeriene [km];

L_c = suma lungimilor liniilor electrice în cablu [km];

OD Enel foloseste urmatoarele soluții pentru tratarea neutrului în rețelele de MT, în funcție de curentul capacativ al rețelei de distribuție de MT

Tabel 5.1 - Soluțiile OD Enel pentru tratarea neutrului

Ic [A] ^	Soluție standard	Soluție particulară
0÷30	Un rezistor DT1110 (valoare 385 Ω cu TFN SA)	Bobină de stigere cu valoarea de 50 A + rezistor DT1110 în paralel (valoare 770 Ω), cu TFN
30÷50		
50÷100	Impedanță “redusă”- DT1096- de valoare 30÷200 A cu TFN SA	Bobină de stigere de valoarea de 100 A + rezistor DT1110 în paralel (valoare 770 Ω), cu TFN
100÷200		Două bobine de stigere de valoarea de 100 A + rezistor DT1110 în paralel (valoare 770 Ω), cu TFN
200÷300	Impedanță “standard” -DT1096 - cu TFN SA	
> 300	Impedanță “standard” DT1096 + bobină fixă DT1097, cu TFN	Impedanță tip Enel DT1096 + Bobină de stigere de valoarea de 100 A cu TFN

Note: (^) Valoarea I_c (current capacativ total al rețelei electrice) la tensiunea de 20 kV;
 - DT1110-Rezistor monofazat omologat Enel;
 - DT 1096- Impedanță de legare la pamant omologată Enel;

Tabel 5.2 - Comparație între diferitele sisteme de tratare a neutrului

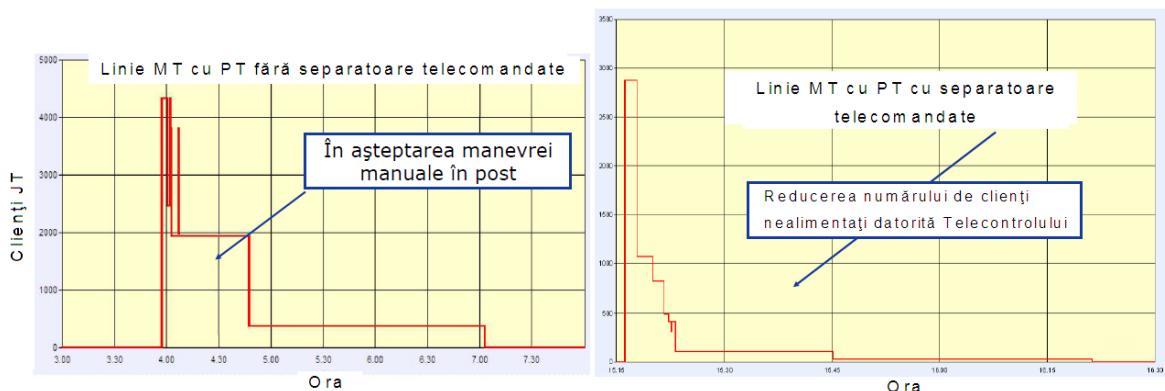
Caracteristici	Neutrul izolat	Neutrul legat prin bobina de stingere	Neutrul legat direct la pamant	Neutrul legat prin rezistență	Neutrul compensat
Arcul provocat de punerea la pământ	Se autostinge		Se lichideaza prin deconectarea liniei sau RAR		Se autostinge sau se lichideaza
Arc intermitent	Posibil	Nu este posibil			
Punere la pamant de durata	Reteaua poate functiona		Protectia deconecteaza linia cu defect		Reteaua poate functiona
Depistarea punerii la pamant	Protectie speciala de depistare		Protectii uzuale de depistare defect		
Supratensiuni tranzitorii de punere la pamant	$\leq 2,5 U_f$		1,8 U _f la locul de defect	(1,8-2,5) U _f la locul de defect	2,5 U _f
Supratensiuni de durata	$\geq U_1$		0,8U ₁	$\geq U_1$	U ₁

5.1 Indicatoare de curent de defect

Operatorii de Distribuție a energiei electrice au început să utilizeze indicatoarele de curent de defect când au apărut cereri din partea consumatorilor de energie electrică, de asigurare a continuității în alimentare și a calității energiei electrice. Indicatoarele de curent de defect sunt utilizate pentru localizarea scurtcircuitelor sau a defectelor cu pământul în rețelele electrice aeriene sau subterane de distribuție de MT, în special. În urma unui defect pe o linie de MT cu indicatoare de curent de defect, trecerea curentului de defect nu era semnalizată imediat ci era nevoie de deplasarea personalului de exploatare pe linia respectivă care vedea dacă indicatoarele semnalizează optic, informând astfel de trecerea curentului de defect sau nu în zona respectivă. Putem spune că folosind indicatoarele de curent de defect avem informații

despre tipul defectului dar nu într-un timp scurt, fapt care duce la duree lungi de timp în realimentarea cu energie electrică a consumatorilor.

Tabel 5.3 - Durata întreruperilor unei linii MT



Tehnologia modernă își face resimțită prezența și în acest domeniu, iar producătorii propun sisteme eficiente de localizare a defectului și opțiuni suplimentare care aduc un plus eficienții în supravegherea rețelei de distribuție. Se montează în PT telecomandate sau la separatoarele telecomandate montate pe stâlpi, care prin intermediul unor traductoare de curent și tensiune detectează:

- trecerea curenților de defect pe fază superiori unei valori prestabilite (funcția 51);
- trecerea și direcția curenților homopolari în prezența tensiunii homopolare datorate simplei puneri la pământ (funcția 67N);
- trecerea curenților homopolari în prezența tensiunii homopolare datorate dublei puneri la pământ (funcția 67N);
- prezența/absența tensiunii pe fazele MT

5.2 Automatizarea rețelei de MT

În rețelele de distribuție de MT este în mod uzual prevăzută automatizarea de tip Reanclansarea Automată Rapidă (RAR) cu una sau mai multe reanclansări temporizate. Dispozitivul RAR folosit ca automatizare pentru întreruptoarele unei linii MT, trebuie să fie programat pentru a efectua următoarele cicluri:

- pentru linii electrice în cablu: o reanclansare rapidă și una lentă;
- pentru linii electrice aeriene/mixte: o reanclansare rapidă și două lente;

Pentru activarea automatizării de-a lungul liniei MT, posturile de transformare sau separatoarele de sarcină montate pe stâlpi trebuie să fie prevăzute cu:

- RTU conectat la sistemul de telecontrol;
- prezența indicatoarelor de defect;

- generarea semnalului de prezență a tensiunii pe bară;
- prezența a cel puțin unui separator de sarcină telecontrolat.

Aceste logici pot fi programate, activate, dezactivate și anulate prin mesaje adecvate. Logicile de automatizare acționează detectarea și selectarea defectelor de pe liniile MT ținând cont de două semnale:

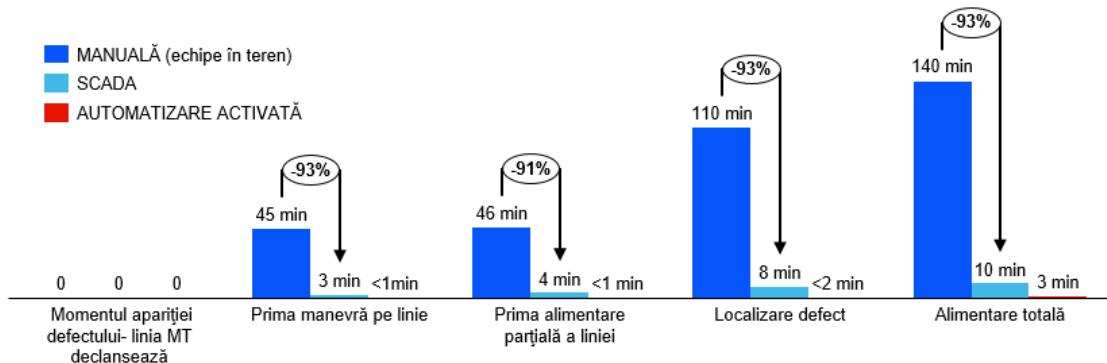
- prezența / absența tensiunii pe linie;
- intervenția indicatorului de defect.

Automatizările asociate fiecărui separator de sarcină (IMS) pot fi anulate sau puse în funcțiune prin telecomandă. În regim normal se prevede în medie automatizarea a trei posturi de transformare/separatoare de stâlp pentru fiecare linie.

Tabel 5.4 - Linie MT cu automatizare folosind indicatoare de defect

Etape/Timp	Acțiuni	Schemă
automatizare în funcțiune RAR cu două cicluri 30sec./50sec.	activare RAR	
RAR ciclu 1 30 sec.	se deschid automat IMS -urile unde inducatoarele sunt parcuse de curent	
căutare defect, prezența tensiunii 4 sec	conectare întreruptor linie, indicatorul comandă închiderea IMS-urilor pe rând	
defect găsit RAR ciclu 2 50 sec.	declanșare linie după înciidere IMS pe defect	
izolare defect pauza RAR ciclu 2	se deschide IMS-ul pentru izolare defect și se blochează în pozitia deschis	

Tabelul 5. 5 - Durata izolării unui defect



Acesta prezintă rezultatele obținute pe parcursul unei perioade de șase luni în 2018, unde au fost luate în considerare trei posibilități de manevră pe liniile de MT declanșate și anume de către echipa de intervenție, folosind SCADA sau dacă linia are activitate automatizare. Observăm îmbunătățiri în ceea ce privește prima manevră pe linia MT declanșată:

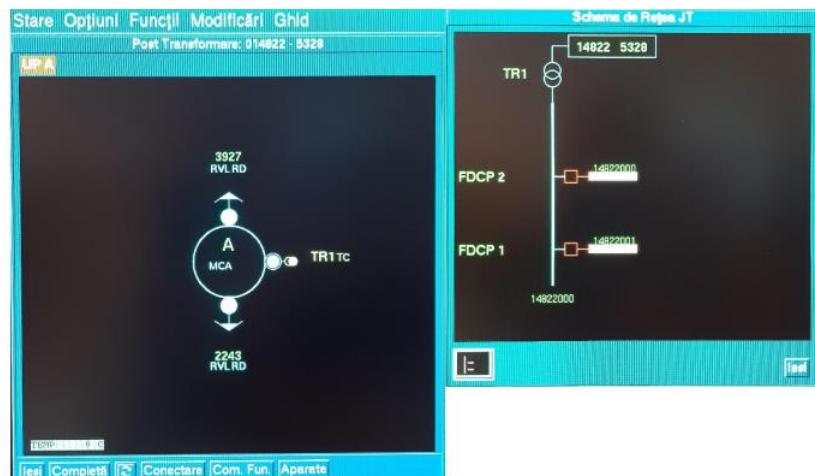
- manuală: 45 minute;
- telecontrol: 3 min;
- automatizare: sub 1 min.

5.3 TEHNOLOGII INTELIGENTE ÎN REȚEAUA JT

Sistemul de telecontrol pentru rețeaua de MT prevede posibilitatea reprezentării rețelei de JT racordate în secundarul unui transformator MT/JT, prin intermediul întreruptoarelor de linie de JT. Cu ajutorul acestui sistem de telecontrol și a RTU-urile deja existente în PT-uri, se poate realiza pentru echipamentele de comutație instalate în rețeaua JT:

- conectarea automată;
- conectarea/ deconectarea prin telecomandă;
- declanșarea prin protecție la apariția unei suprasarcini sau a unui defect.

Figura 5. 1 - PT telecontrolat și pe partea de MT și pe partea de JT



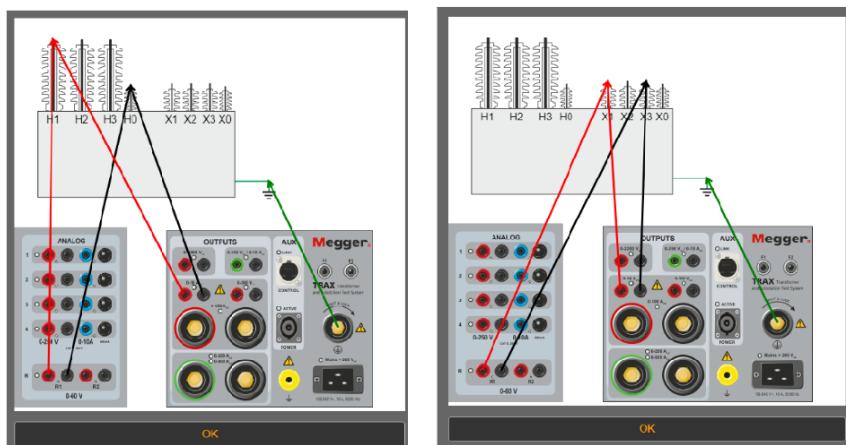
Sistemele de gestionare a energiei locuințelor rezidențiale de diferite tipuri sunt desfășurate astăzi într-un număr din ce în ce mare, pe măsură ce rețelele de distribuție din zonă de domiciliu se modernizează. Acestea vor deveni în mod efectiv partea orientată spre consumator a rețelei inteligente. Pentru a implementa „smart meter” la client, avem nevoie ca sursa de alimentare a acestora, și anume PT să fie modernizat inclusiv partea de JT, deoarece din acest loc începe gestionarea intelligentă a consumului clientului.

6 VERIFICAREA ECHIPAMENTELOR PRIMARE DIN REȚELELE ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE

Cele mai importante echipamente în rețeaua de distribuție sunt transformatoarele de putere și sistemele de tratare a neutrului iar indisponibilitatea lor pe termen lung afectează stabilitatea sistemului energetic. Transformatoarele de putere folosite în rețelele electrice de distribuție sunt trifazate, montate în cuve metalice și de regulă izolate în ulei. Înfășurările atât pe partea primară cât și pe partea secundară sunt executate înăuntru, deci inaccesibile, iar capetele înfășurărilor sunt accesibile prin izolatoare pe cuva transformatorului. Datorită mediului unde sunt montate pot apărea deficiențe în funcționarea lor, iar măsurarea rezistenței izolației ajută la stabilirea sigură dacă valorile acestora sunt corespunzătoare. Verificarea transformatoarelor de putere constă în:

- măsurarea rezistenței de izolație între:
 - a) înfășurări - cuvă;
 - b) înfășurări;
- măsurarea rezistenței înfășurărilor;
- măsurarea raportului de transformare;

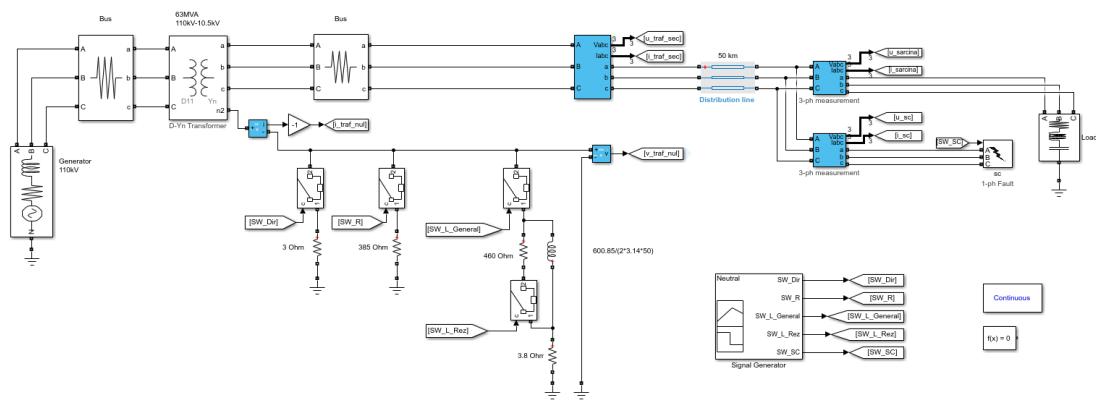
Figura 6. 1 - Schemă de montaj verificarea rezistenței primare și secundare transformator



7 MODELAREA ȘI SIMULAREA TRATĂRII NEUTRULUI ÎN SIMULINK

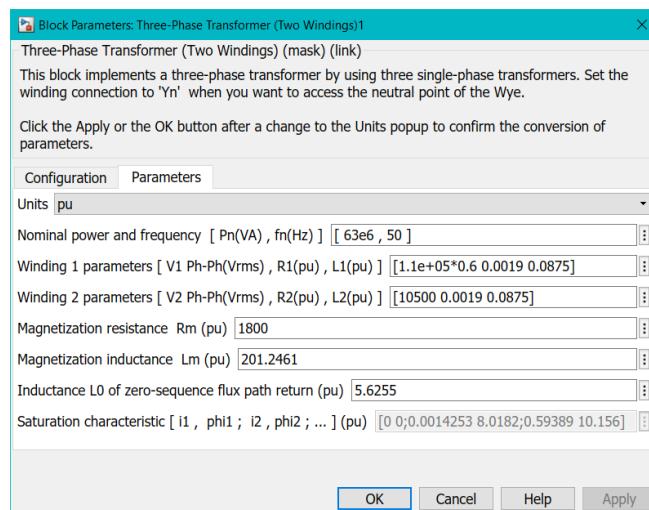
Rețeaua electrică de modelat s-a realizat în asa fel încat să se poată compara cazul în care neutrul transformatorului se leaga direct la pământ, cazul în care se leagă printr-o rezistență sau prin sistem Petersen (bobină de stingere în paralel cu rezistența). Pentru aceasta am utilizat patru întreruptoare ideale, comandate dintr-un bloc generator de semnal. Generatorul de semnal comandă și momentul în care apare defectul monofazat, pe faza notată cu A.

Figura 7. 1 - Schemă bloc modelare rețea de distribuție



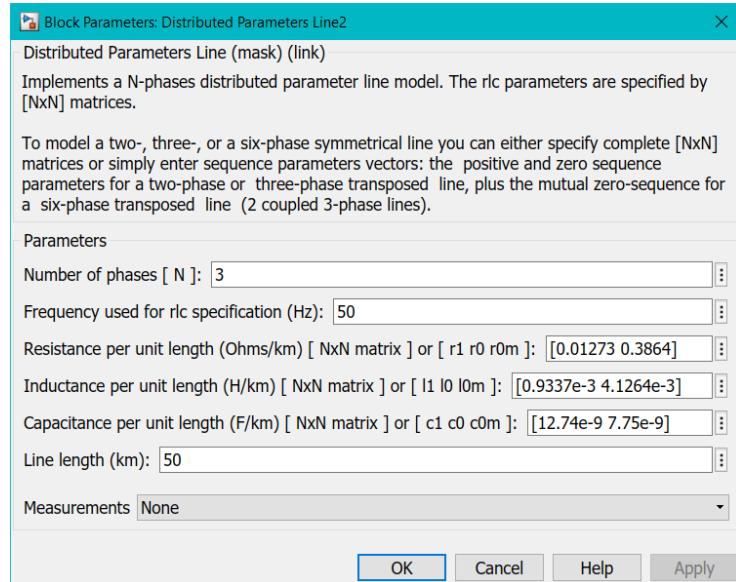
- a) Parametrii transformatorului în Simulink;

Figura 7. 2 - Parametrizare transformator



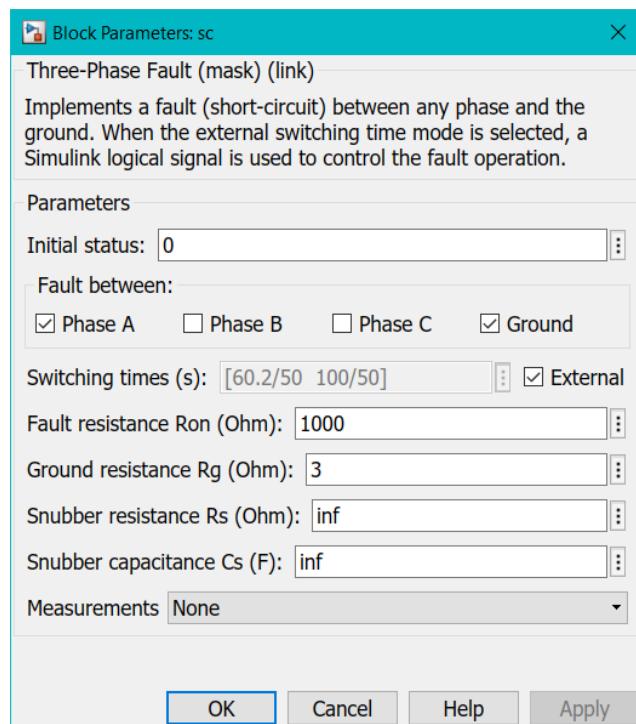
- b) Parametrii liniei electrice în Simulink;

Figura 7. 3 - Parametrezare liniei electrice



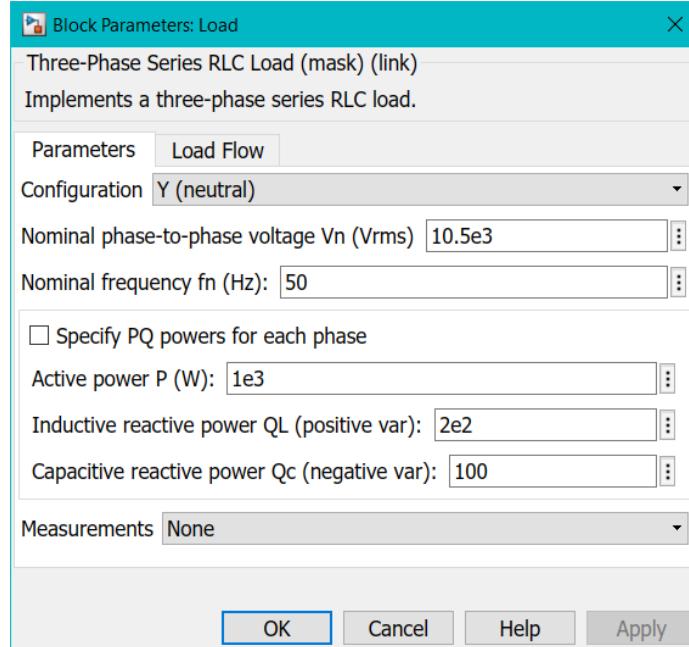
- c) Parametrii defectului monofazat în Simulink;

Figura 7. 4 - Parametrezare defectului



- d) Parametrii sarcinii pentru a avea o încarcare în regim stabilizat;

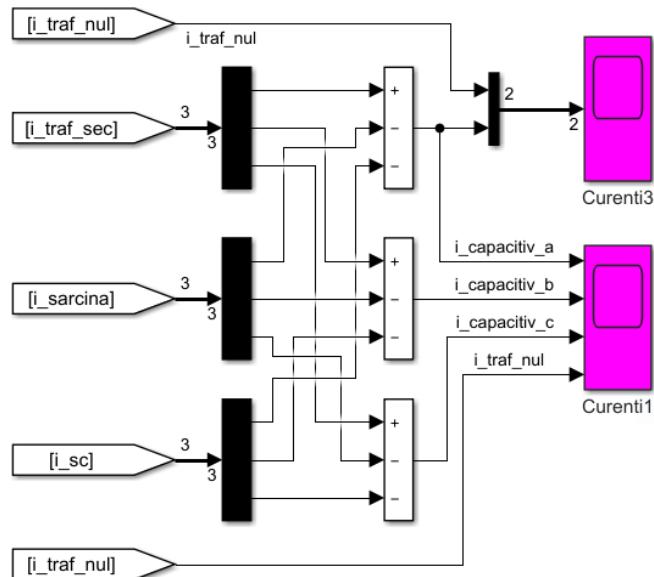
Figura 7. 5 - Parametrizare sarcinii Simulink



7.1 ANALIZA ȘI INERPRETAREA REZULTATELOR ÎN SIMULINK

Curentul capacativ l-am calculat scăzând din curentul care intră în linia electrică de distribuție curentul care ieșe din aceasta. Practic, ce se pierde nu poate fi decât curentul capacativ; mai jos este prezentată schema de calcul pe fiecare fază:

Figura 7. 6 - Schemă bloc măsurare curent capacativ



Blocurile negre sunt blocuri de măsurare. Toate măsoară tensiunea fază-pământ, în regim trifazat. În paralel cu sarcina este conectat un bloc ce simulează un defect. Prin el conectează una sau mai multe faze la pământ prin elementele de circuit configurabile.

Figura 7. 7 - Neutralul transformatorului legat direct la pământ

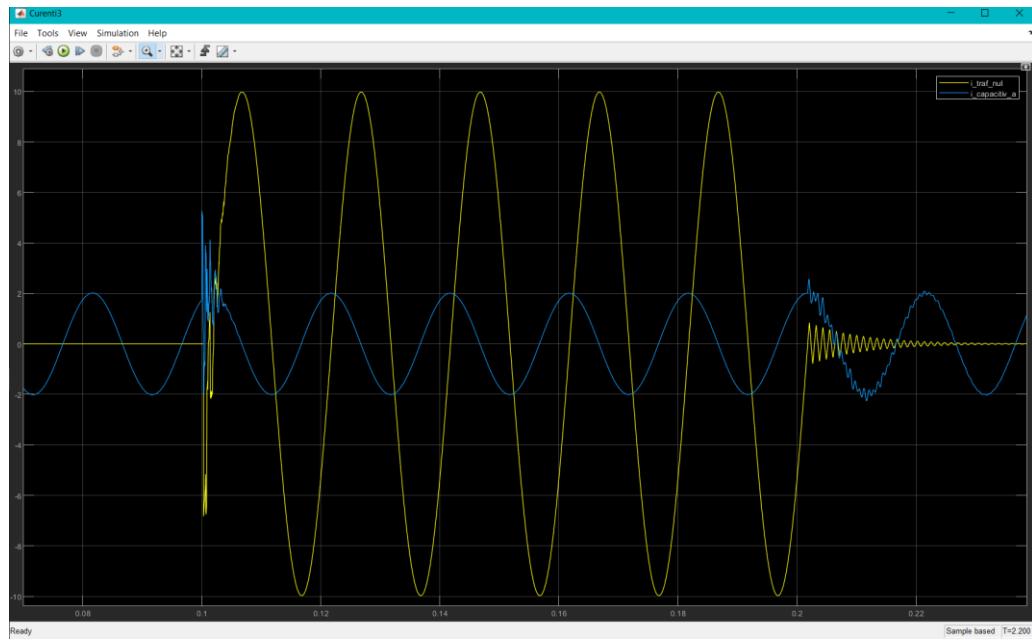


Figura 7. 8 - Curenții în cazul neutrului legat direct la pământ

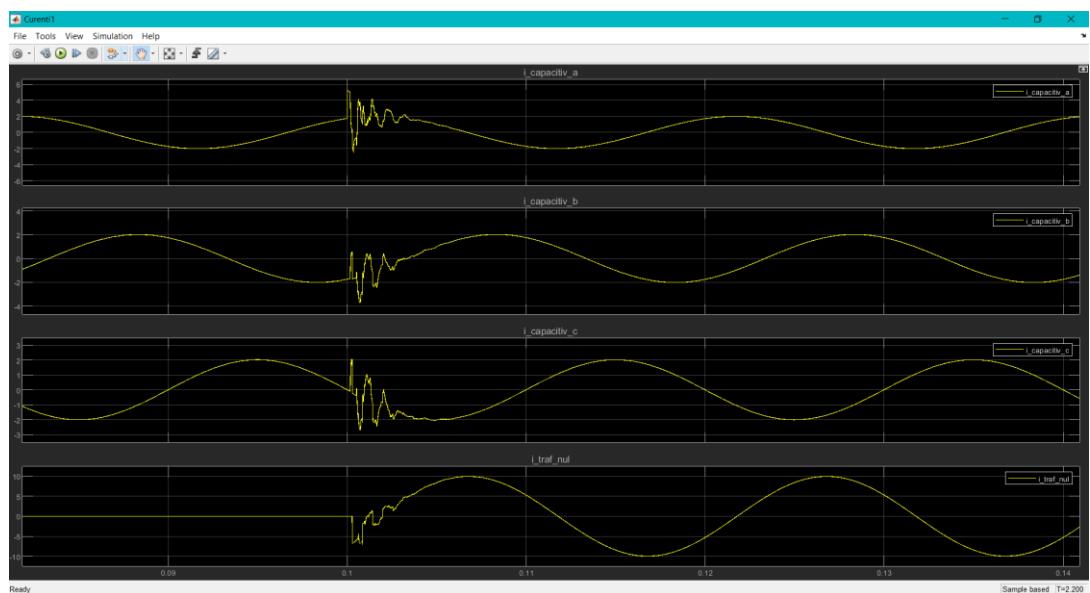


Figura 7. 9 - Neutrul transformatorului legat printr-o rezistență

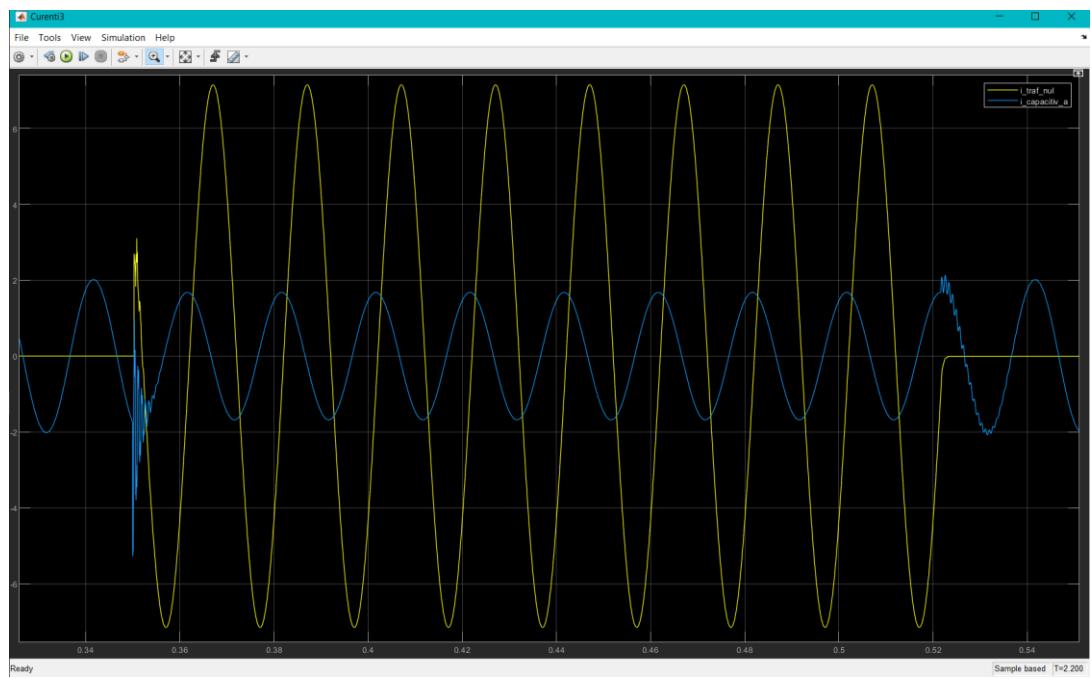


Figura 7. 10 - Curenții în cazul neutrului legat printr-o rezistență

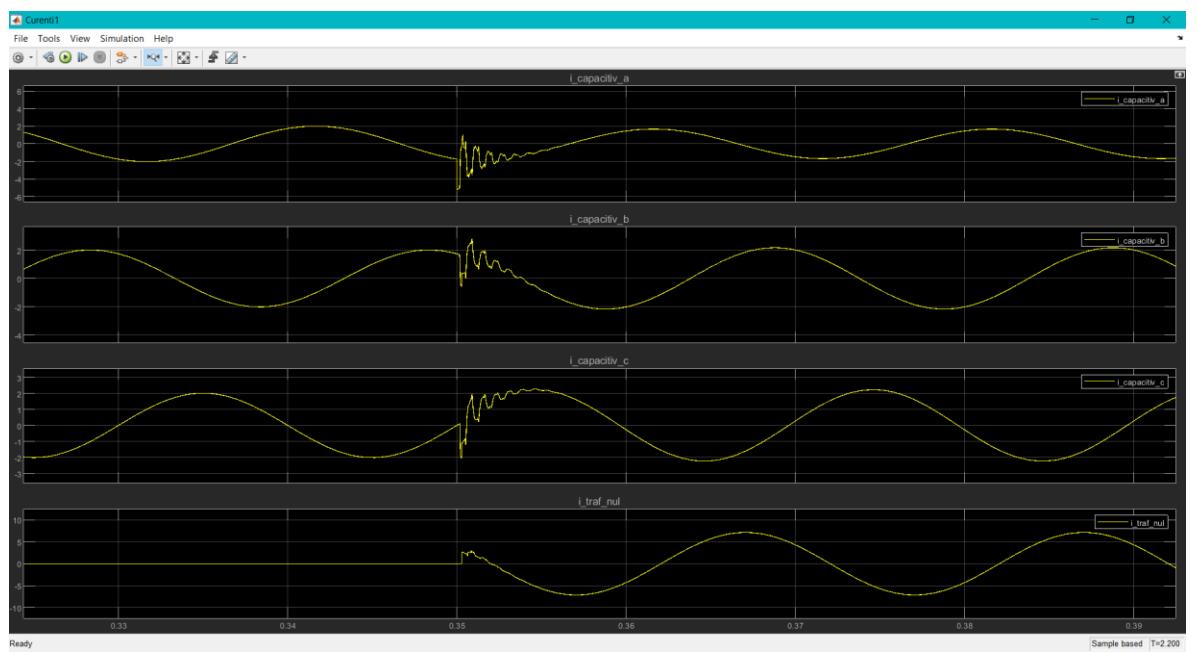


Figura 7. 11 - Neutrul transformatorului legat printr-o bobină de stingere în paralel cu rezistență

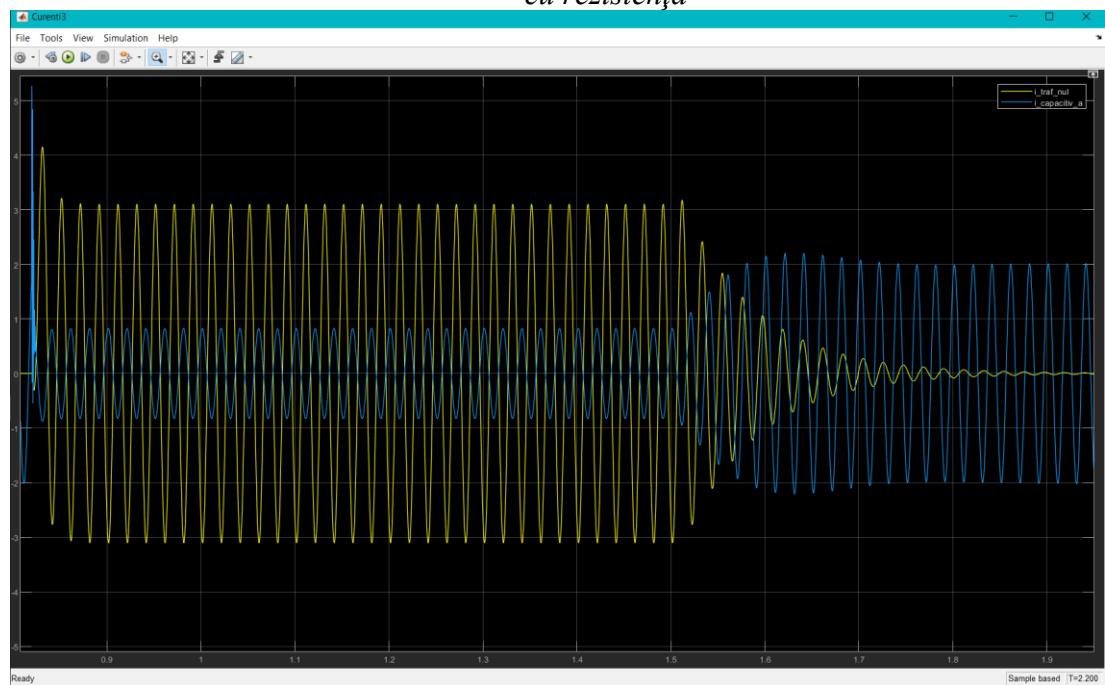


Figura 7. 12 - Curenții în cazul neutrului legat printr-o bobină de stingere în paralel cu rezistență

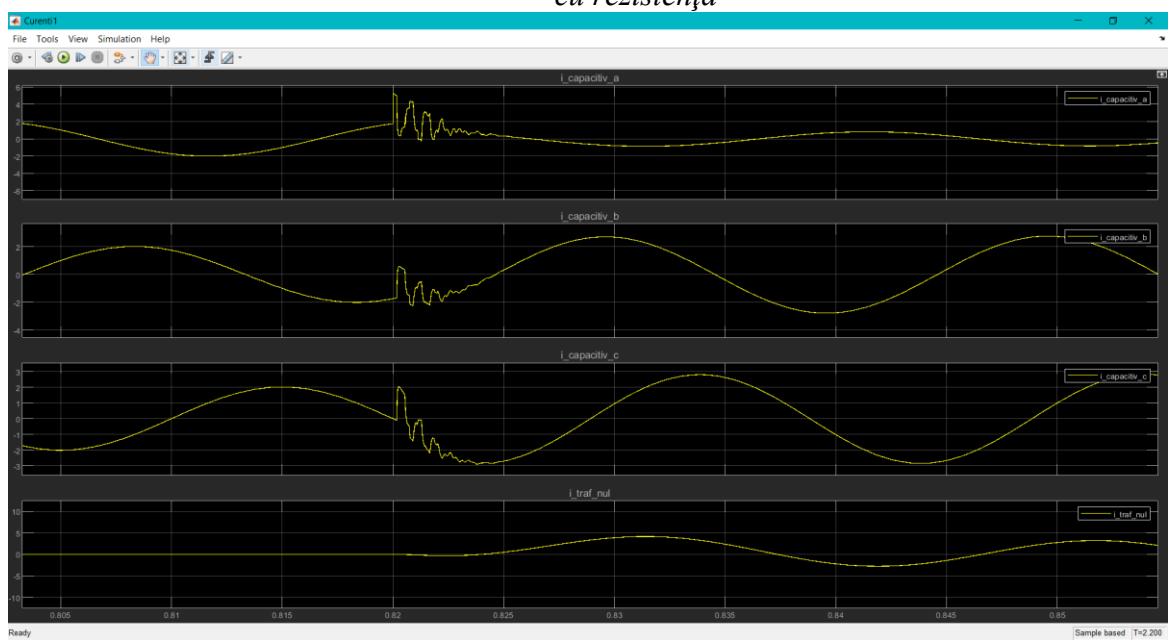


Figura 7. 13 - Curenții reprezentare detaliată în cazul neutrului legat printr-o bobină de stingere în paralel cu rezistență

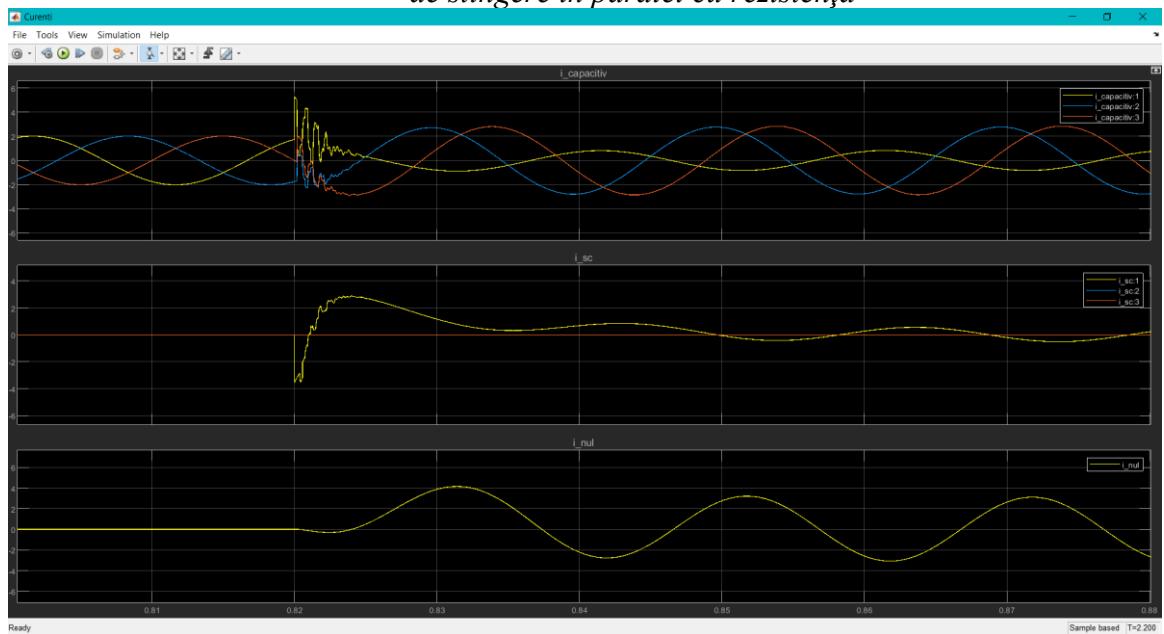
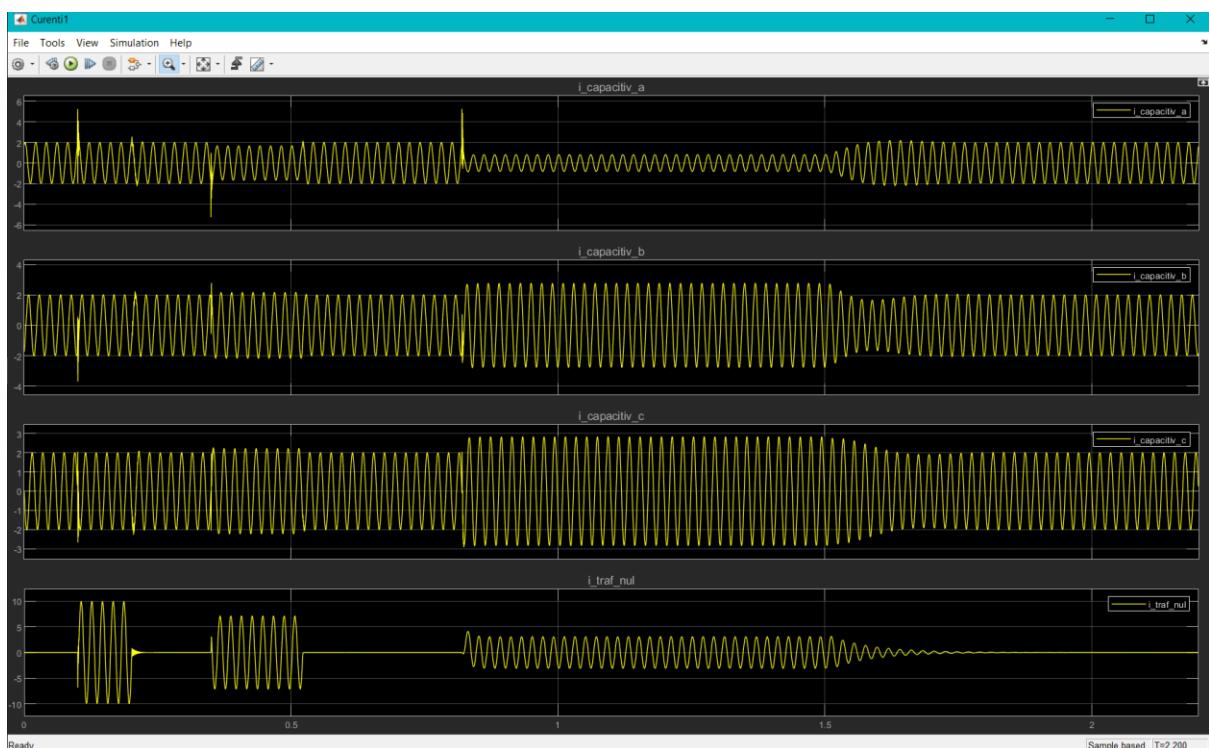


Figura 7. 14 - Comparație curenții capacitivi și prin nul între cele trei tipuri de tratare



8 CONCLUZII, CONTRIBUȚII ORIGINALE ȘI DIRECȚII DE DEZVOLTARE

Prin prezenta teză am analizat optimizarea sistemului de distribuție a energiei electrice având ca scop final un serviciu de distribuție a energiei electrice “smart” prin modificarea metodei de tratarea a neutrului în rețelele de distribuție de MT și prin tehnologiile inteligente utilizate în rețelele de MT și JT.

Principalele contribuții științifice ce le-am adus prin teza de doctorat sunt:

- realizarea unei analize privind principalele mijloace de monitorizare a rețelei electrice de distribuție;
- realizarea unei analize comparative a metodelor utilizate pentru tratarea neutrului rețelelor electrice de MT, evidențiind avantajele și dezavantajele fiecărei metode;
- modelarea și simularea tratării neutrului în Simulink;
- metode pentru limitarea duratei de izolare a unui defect în rețea de distribuție de MT;
- metode de optimizare a sistemului de distribuție.

Cercetarea întreprinsă în teză de doctorat pune accent pe tratarea neutrului secundarului transformatoarelor din rețelele de distribuție de MT care reprezintă un punct de referință pentru sistemul de tensiuni trifazat. Există diferite moduri de legare la pământ în rețelele de distribuție a MT iar motivele pentru o astfel de diversitate sunt în principal istorice, deoarece alegerile tehnico-economice care le-au stabilit au fost făcute în urmă cu zeci de ani. Așa cum s-a anticipat în ultimii ani, atenția s-a îndreptat asupra calității și continuității serviciului de distribuție cu energie electrică iar necesitatea reevaluării modului de tratare a neutrului este de actualitate, din cauza schimbărilor semnificative intervenite atât în structura rețelelor, cât și din cauza reglementărilor în vigoare. Modalitatea de legare la pământ a neutrului într-o rețea de MT are un efect direct asupra curentului de defect, asupra supratensiunilor tranzitorii și asupra fenomenelor de stingere/ reaprindere a arcului, așa cum s-a menționat în teză. Pe baza acestor aspecte ale rețelei am putut face o comparație între diversele modalități de legare la pământ ale neutrului.

De asemenea sunt prezentate noi provocări pentru sistemul de distribuție a energiei electrice, respectiv transformarea digitală a rețelei electrice de distribuție cât și conceptul de rețea electrică intelligentă. Subiectul este unul extrem de important în condițiile în care energia electrică a ajuns să fie un serviciu, iar continuitatea și calitatea energiei electrice furnizată clientului final determină eficiența activităților acestora și deci a profitului.

Direcții de dezvoltare

Tehnologiile inteligente aduc beneficii importante prin o mai bună gestionarea a sistemului de distribuție a energiei electrice precum și conducerea acestuia de la distanță, dar în procesul de integrare a acestora trebuie acordată importantă cuvenită și consumatorului final pentru a preveni evenimente nedorite care pot să-i afecteze activitățile. Prezența deja puternică a producătorilor de energie electrică, în special din surse regenerabile poate duce la provocări tot mai mari pentru OD în ceea ce privește gestionarea și utilizarea rețelei electrice. Noii utilizatori de rețea vor fi activi și pasivi, ceea ce va conduce la o schimbare radicală a concepției fluxurilor de energie unidirectionale ale sistemului de distribuție a energiei electrice, care de acum va trebui să asigure un sistem de management și control al calității serviciilor la nivelul standardelor în vigoare. Optimizarea sistemului de distribuție a energiei electrice este o temă dezvoltată și studiată mereu de OD pentru o gestionare eficientă și un serviciu de calitate a energiei electrice. Utilizarea indicatoarelor de defect direcționale, poate fi considerată o protecție principală a rețelei electrice de distribuție de MT. Direcționalitatea este, prin urmare, o cerință necesară pentru sporirea selectivității intervențiilor și pentru eliminarea problemelor care decurg din inversarea fluxurilor de energie, îmbunătățind calitatea serviciilor furnizate. În ansamblu, tehnologiile noi prezintă avantaje clare dar, de asemenea, aduc posibile dezavantaje dacă implementarea se realizează incomplet sau defectuos, în special din perspectiva sanctiunilor în vigoare, din perspectiva cărora efortul de optimizare fără siguranță sistemului energetic pot crea mari prejudicii.

În mod concret devine necesară o reevaluare a modului de tratare a neutrului în rețelele de distribuție de MT, în vederea stabilirii noului tip de tratare a neutrului, măsură care stă la baza unei bune optimizări a sistemului de distribuție.

Un alt demers vizează implementarea sistemelor de automatizare de-a lungul liniilor de MT plecând de la flexibilitatea dovedită în utilizare a indicatoarelor de curent de defect.

Prezenta teză de doctorat constituie un punct de plecare și pentru rețelele de distribuție de JT care asigură alimentarea cu energie electrică unui număr impresionant de clienți și constatăm că numărul de informații culese din aceste rețele este mic, iar durata de obținere a informațiilor este mare și costisitoare. În vederea optimizării rețelei pentru a obține eficiență sistemului de distribuție se impune monitorizarea continuă a clientilor cu sisteme inteligente care să permită o analiză corespunzătoare a consumului. Astfel, implementarea sistemelor inteligente, va deveni o necesitate în vederea atingerii obiectivelor economice urmărite atât de OD cât și de client, adică creșterea profitului.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Ivan Strnad, Ivan Višić, Goran Pregrad, Perspectives of the Smart Measuring Unit in Substation Automation Systems - Now and in the Future, PAC World Conference 2018, Sofia, Bulgaria, pp. 1;
- [2] National Communications System, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems, October 2004, SUA, pp. 4;
- [3] Volker Gsaenger, Managing the Transition to Digital Substations, Germany, pp. 1;
- [4] G. Celli, F. Pilo, Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks, Proc. PICA Conference, 2001, pp. 84;
- [5] V. Allegranza,G. Celli,R. Cicoria,S. Mocci, F. Pilo, An Integrated Tool For Optimal Active Network Planning, CIRED, Barcelona, Spagna, Mai, 2003, pp. 1;
- [6] N. Phuangpornpitaka, S. Tiab, Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System, December 2013, pp. 1;
- [7] Chiara D'Angelo, Modelli di dispacciamento degli impianti di generazione elettrica in presenza di generazione distribuita, Universita degli studi di Padova, Italy, 2017, pp. 12;
- [8] Marco Liserre, Thilo Sauter, John Y. Hung, Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid Through Industrial Electronics, 2010, pp. 1;
- [9] TRANSELECTRICA, Codul tehnic al rețelei electrice de transport, rev. 1, an 2004, pp. 62;
- [10] PE 029/97: Normativ de proiectare a sistemelor informaticice pentru conducerea prin dispecer a instalațiilor energetice din Sistemul Energetic Național, pp. 11;
- [11] IEC 61850 - Standard de comunicație pentru aplicații de control și protecții avansate;
- [12] Alexandru Ujvarosi, Evolution of SCADA systems, Bulletin of the Transilvania University of Brașov, Vol. 9 (58) No. 1, Romania, 2016, pp. 68;
- [13] Jeff Hieb, Security hardened remote terminal units for SCADA networks, University of Louisville, 2008, pp. 10;
- [14] Mohamed Najeh Lakhoud, Mohamed Kamel Jbira, Project Management Phases of a SCADA System for Automation of Electrical Distribution Networks, International Journal of Computer Science Issues, Vol. 9, Issue 2, No 2, March 2012, pp. 159;
- [15] Seppo Hänninen, Matti Lehtonen, Characteristics of earth faults in electrical distribution networks with high impedance earthing, Electric Power Systems Research Volume 44, Issue 3, March 1998, pp. 156;
- [16] IEEE, Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, 2007, pp. 4 -5;
- [17] Janne Altonen, Olavi Mäkinen, Kimmo Kauhaniemi, Kent Persson, Intermittent earth faults—need to improve existing feeder earth fault protection schemes, CIRED, Barcelona, 2003, pp. 1;
- [18] Mohammad Kamrul Hasan, Faham Hossain, Earth Fault Currents in Three Phase systems, Sweden, pp. 10;
- [19] Hengyong Liu, Xiaofu Xiong, Jinjin Ouyang, Xiufen Gong, Yinghua Xie, Jing Li, Study on Decision Method of Neutral Point Grounding Mode for Medium-Voltage Distribution Network, Journal of Power and Energy Engineering, Vol. 2, No. 4, USA, 2014, pp. 657;
- [20] Hrvoje Opačak, Tihomir Čalić, Siniša Jergović, Influence of grounding transformer on ground fault current in MV networks, CIRED, 2017, Iss. 1, pp. 733;
- [21] Joint Working Group B5/C6. 26/CIRED, Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources, Austria, 2015, pp. 21;

- [21] Jeff Roberts, Dr. Hector J. Altuve, Dr. Daqing Hou, Review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution systems, 2001, pp. 1;
- [23] V. Leitloff, L. Pierrat, R. Feuillet, Study of the Neutral to Ground Voltage in a compensated Power System, ETEP, 2007, pp. 145;
- [24] Bjerkan, E., Venseth, T., Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators. International Conference on Power SystemsTransients, Canada, 2005, pp. 1;
- [25] A Wahlroos, J Altonen, Compensated networks and admittance based earth-fault protection,2011, pp. 4 - 5;
- [26] Fabio Massimo Gatta, Stefano Lauria, Giuseppe Parise, Donato Del Grosso, Performance of the Common Grounding System during ground faults, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2005, pp. 1;
- [27] Toader Dumitru, Lustrea Bucur, Blaj Constantin, Borlea Ioan, Haragus Stefan, A fuzzy approach used in expert system for optimal neutral grounding, Proceedings of the 10th WSEAS International Conference on FUZZY SYSTEMS,Czech Republic, 2009, pp. 122;
- [28] Alberto Cerretti, Giorgio Di Lembo, Giovanni Valtorta, Improvement in the qualitysupply due to a large introduction of petersen coil in HV/MV substations, International Conference on Electricity Distribution, Italy, 2005, pp. 1;
- [29] David Flores, Handling of Ground Fault in Distribution Networks, December 2009, pp. 1
- [30] Florin D. Andrei,Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteanu, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteanu, Neutral point treatment in the medium voltage distribution networks, International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, pp. 349, 346;
- [31] A. Yu. Vasilyeva, A. I. Shirkovets, A. V. Telegin, L. I. Sarin, M. V. Ilinykh, Transient Processes at Single Phase-to-ground Faults in Combined Grounded Networks, Proceedings og the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics, Portugal, 2011, pp. 1;
- [32] Gerd Kaufmann, Ramūnas Vaitkevičius, Sensitive ground fault detection in compensated systems (ASC)-What is influencing the sensitivity, 2018, pp.1;
- [33] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Normativului privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor, Indicativ NTE 001/03/00, România, 2003, pp. 96;
- [34] Anna Guldbrand, System earthing, curs, Lund University, Sweden, 2006, pp. 4, pp. 8;
- [35] Sara Romani, Analisi tempo reale di reti attive in media tensione : limiti e vantaggi della simulazione tramite RTDS, Politecnico di Milano, 2015, pp. 75;
- [36] A. Cerretti, F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria, M. Maccioni, G. Valtort, Temporary overvoltages due to ground faults in MV networks, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, 2009, pp. 3;
- [37] Bruno de Oliveira e Sousa, Karol Majer, Martin Celko, Vaclav Prokop, Digitalization in power distribution systems: the digital switchgear, PAC World Conference 2018, Sofia, Bulgaria, pp. 6;
- [38] Riccardo Sgarbossa, Modelli di sistemi di protezione e procedure di selezione automatica del tronco di guasto per reti di distribuzione attive,Universita degli studi di Padova, Italy, 2012, pp 34;
- [39] Jinghan He, Lin Liu, Wenli Li, Ming Zhang, Development and research on integrated protection system based on redundant information analysis. Protection and Control of Modern Power Systems, December, 2016, pp. 6;
- [40] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Raport privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, România, 2010, pp. 5;
- [41] Lothar Heinhold, Power Cables and their Applications, Part 1, pp. 320, 326, 332;

- [42] Stan Zurek, “Qualitative FEM study of proximity loss reduction by various winding configurations- Part I and Part II”, Transformers Magazine, Volume 3, Issue 1, 2016, pp. 72;
- [43] Jordi-Roger Riba, Calculation of the ac to dc resistance ratio of conductive nonmagnetic straight conductors by applying FEM simulations, Journal of Physics, 2015, pp.4;
- [44] CEI 0-16 -Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica, Italy, 2008, pp. 18;
- [45] Enel, Tratarea neutrului în rețelele electrice de medie tensiune, ghid de exploatare, ed. 02, 2010, pp. 9;
- [46] B. Ceresoli, A. Cerretti, E. De Berardinis, A. Gallerani, P. Perna, G. Valtorta, Neutral connection to earth in medium voltage networks: operation experience in Enel, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Netherlands, 2001, pp. 3;
- [47] Zeno Martini, Guasto a terra di una fase, 2014, pp. 20;
- [48] Electrica, Indicatoare de localizare a defectelor în rețelele electrice de medie tensiune, Specificație tehnică, Romania, 2010, pp. 1;
- [49] <https://www.ti.com/product/MSP430FR5994>;
- [50] Elisa Fallini, Modellazione ed analisi di sistemi interconnessi di distribuzione di alta e media tensione, Politecnico di Torino, 2017, pp. 31;
- [51] Enel, Global Standard, RGDAT-A70, rev. 01, 2016, pp. 11, 40;
- [52] Enel, Sistemul de telecontrol al rețelei de MT unitatea periferică pentru telecontrolul și supervizarea postului de transformare (UP), Specificație tehnică, ed. 02, Romania, 2009, pp. 5;
- [53] Roberto Calone, Alberto Cerretti, Alessandro Fatica, Evolutions of the Fault Locator on MV distribution networks: from simple standalone device, to a sophisticated strategic component of the SMART GRID control system, International conference on electricity distribution, Germany, 2011, pp. 3;
- [54] Enel, Detector direcțional și de măsurare tip RGDM-I interior, precripții pentru construcție și metode de încercare, Specificație tehnică, Romania, 2015, pp. 15 -17;
- [55] Bogdan Kasztenny, Armando Guzmán, Mangapathirao V. Mynam, Titiksha Joshi, Locating Faults Before the Breaker Opens – Adaptive Autoreclosing Based on the Location of the Fault, Conference: Western Protective Relay Conference, At Spokane, WA, October 2017, pp. 1;
- [56] Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Medium voltage networks automation to improve the electrical energy distribution service, International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, pp 319;
- [57] Valentin Dogaru Ulieru, Florin D. Andrei, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Automatizări în rețelele de medie tensiune pentru îmbunătățirea serviciului de distribuție, CNEE 2019, Sinaia, pp. 4;
- [58] Enel, Ghid tehnic pentru telecontrolul posturilor de transformare și IMS de stâlp în rețelele electrice de medie tensiune, Specificație tehnică, Romania, 2008, pp. 42;
- [59] Roberto Calone, Alberto Cerretti, Giorgio Di Lembo, Luca Giansante, An innovative integrated current/voltage sensor for outdoor fault detectors, International Conference on Electricity Distribution, Czech, 2009, pp. 1;
- [60] Alberto Cerretti, Giorgio Scrosati, Lilia Consiglio, Upgrade of Enel MV Network automation to improve performances in presence of faults and to deal DG, International Conference on Electricity Distribution, Germany, 2011, pp. 1;
- [61] Marc Lacroix Eng., M. Eng., eMcREY, Integrating connected homes to SmartGrid Opportunities and challenges, PACWorld Europe, Sofia 2018, pp. 1;

- [62] Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice -PE 116/84, pag 101;
- [63] Roberto Calone, Alberto Cerretti, Fabio M. Gatta, Alberto Geri, Stefano Lauria Marco Maccioni, Abnormal ground fault overvoltages in MV networks: analyses and experimental tests, International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, pp. 4;
- [64] A. Cerretti, F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria, M. Maccioni, G. Valtorta, Ground Fault Temporary Overvoltages in MV Networks: Evaluation and Experimental Tests, IEEE, May, 2012, pp. 3;
- [65] Trench Austria GMBH, Earthfault Protection Earthfault Protection System EFD20- Instruction manual, version 1. 8, 2009, pp. 37;
- [66] Yang Chun-wen, Wang Ming-hui,Jing Liting, Li Ling-ling, MATLAB Power System Simulation of Resonant Grounding Fault, Energy Procedia, Volume 17, part B, 2012, pp. 1761;
- [67] Paul Mihai Mircea,Ion Marin, Ion Mircea, Denisa Rusinaru, Doru Ursu, Gabriel Cosmin Buzatu, Marian Ciontu, Cristian Bratu, Impact analysis of changing the neutral treatment solution in an MV electrical station on the system performance, MATEC Web of Conferences 210, Spain, 2018, pp. 5;
- [68] Alex Enrique Castro Gómez, Feasibility for the introduction of current limiting impedance for a previously solid grounded medium voltage distribution network, Politecnico di Milano, 2016, pp. 40;
- [69] Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Calitatea energiei electrice în rețelele electrice de medie tensiune, CEE 2019, Targoviste, pp. 117;
- [70] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Rapoarte Nationale ANRE 2017, România, 2018, pp. 23 - 25;
- [71] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Raport privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție -2018, România, 2019, pp. 30 - 38;
- [72] Eugenio Di Marino, Fulvio La Rocca, Giovanni Valtorta, Bruno Ceresoli, Change of neutral earthing of MV networks from isolated to connected to ground through impedance: operation results and transition managemen, 17th International Conference on Electricity Distribution Barcelona, 12-15 May 2003, pp. 2 - 3;
- [73] Alberto Cerretti,Giorgio Di Lembo, Giorgio Di Primio, Angelo Gallerani, Giovanni Valtorta, Automatic fault clearing on MV networks with neutral point connected to ground through impedance, International Conference on Electricity Distribution, Spain, 2003, pp. 4;
- [74] Danila Kochura, Igor Tsivilyov, Leonid Sarin, Influence of Neutral Grounding Method on Voltage Unbalance in 10 kV Network With Cable Lines and Overhead Lines, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, 2014, pp. 3.



Curriculum vitae Europass



Informații personale

Nume / Prenume

Andrei Florin-Dumitru

Adresă(e)

Str. Pandurilor, nr. 2, Bl. 25 A, Ap.11, Et.2, Loc. Târgoviște, jud. Dambovița, cod 130154

Telefon(oane)

Mobil : +40724398610

E-mail(uri)

and82y@yahoo.com
florin-dumitru.andrei@e-distributie.com

Naționalitate(-tăți)

Română

Data nașterii

12.01.1982

Sex

Masculin

Locul de muncă vizat / Domeniul ocupațional

Dispecer Energetic

Experiența profesională

Perioada

Iulie 2012 - Prezent

Funcția sau postul ocupat

Dispecer Rețele Medie Tensiune – DEDL (Dispecer Energetic de Distribuție Local București)

Numele și adresa angajatorului

E-DISTRIBUȚIE MUNTENIA – București, B-dul. Ion Mihalache, nr. 41- 43

Tipul activității sau sectorul de
activitate

Comanda, Monitorizarea și Planificarea Operațională Rețea IT, MT Muntenia

Responsabilități

Asigur conducerea operativă a instalațiilor de MT pentru care sunt autorizat, dispun deplasarea echipelor operative UO-MTJT București în teren, efectuez activități legate de monotorizare a rețelei electrice, conduc manevrele de lichidare a incidentelor și avarialor sau de prevenire a acestora

Perioada

Aprilie 2009 – Iulie 2012

Funcția sau postul ocupat

Inginer

Numele și adresa angajatorului

Enel DISTRIBUȚIE MUNTENIA – București, Str. Bld. Ion Mihalache, nr. 41- 43

Tipul activității sau sectorul de
activitate

Direcția Inginerie, Unificare și Sisteme de Telegestiu

Responsabilități	Am participat cu personalul Direcției Inginerie Roma (Italia) la studierea noilor tehnologii în domeniul telecontrol, protecții și automatizării în rețelele de distribuție din zona Muntenia Sud, am participat la dezvoltarea și implementarea sistemelor de telecontrol, protecții și automatizarea rețelelor electrice și a respectivelor scheme de racordare și instalare, ocupându-mă de receptii și de corecta punere în funcționare, am participat la dezvoltarea aplicațiilor de suport pentru exploatarea și verificările funcționale ale sistemelor de telegestiu;
Perioada	Decembrie 2006 – Aprilie 2009
Funcția sau postul ocupat	Inginer
Numele și adresa angajatorului	Electrica Muntenia Sud, București, B-dul Ion Mihalache, nr. 41-43
Tipul activității sau sectorul de activitate	Secția PRAM 110 kV, MT și JT, Informatică de proces și telecomunicații
Responsabilități	Am participat la analiza și urmărirea evenimentelor apărute în instațiiile aflate în exploatarea rețelei de distribuție București, am participat la verificarea lucrărilor de construcții montaj aferente instalațiilor specifice secției din punct de vedere al calității și respectarea proiectelor întocmite, am verificat planurile și reglajele protecțiilor și automatizarilor în instațiiile aflate în exploatarea secției;
Educație și formare	
Perioada	Octombrie 2015 – Prezent
Calificarea / diploma obținută	Doctor în Inginerie
Disciplinele principale studiate / competențe profesionale dobândite	Științe ingineresti / Inginerie Electrică
Numele și tipul instituției de învățământ	Universitatea Valahia din Targoviste
Nivelul în clasificarea națională sau internațională	ISCED 8
Perioada	2007 – 2008
Calificarea / diploma obținută	Diplomă de master
Specializarea	Master Inginerie Electronică și Telecomunicații
Disciplinele principale studiate / competențe profesionale dobândite	Sisteme moderne de telecomunicații, prelucrarea și transmisia informației
Numele și tipul instituției de învățământ	Universitatea Valahia din Targoviste, Facultatea de Inginerie Electrică
Nivelul în clasificarea națională sau internațională	ISCED 7
Perioada	2000 – 2005
Calificarea / diploma obținută	Inginer Diplomat / Energetică industrială
Disciplinele principale studiate / competențe profesionale dobândite	Măsurări electrice și electronice, Conversia energiei, Proiectarea asistată de calculator a rețelelor electrice, Rețele electrice, Stații și posturi de transformare, Acționări electrice
Numele și tipul instituției de învățământ	Universitatea Valahia din Targoviste, Facultatea de Inginerie Electrică
Nivelul în clasificarea națională sau internațională	ISCED 6

Aptitudini și competențe personale																																															
Limba maternă	Română																																														
Limbi străine cunoscute <i>Autoevaluare Nivel european (*)</i>	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Înțelegere</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Vorbire</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Scriere</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Ascultare</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Citire</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Participare la conversație</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Discurs oral</th> <th colspan="2" style="text-align: center;">Exprimare scrisă</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">B2</td><td style="text-align: center;">Utilizator independent</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">B2</td><td style="text-align: center;">Utilizator independent</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">A2</td><td style="text-align: center;">Utilizator elementar</td> </tr> </tbody> </table>	Înțelegere		Vorbire		Scriere		Ascultare		Citire		Participare la conversație		Discurs oral		Exprimare scrisă		B2	Utilizator independent	A2	Utilizator elementar																										
Înțelegere		Vorbire		Scriere																																											
Ascultare		Citire		Participare la conversație		Discurs oral		Exprimare scrisă																																							
B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent																																						
B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent	B2	Utilizator independent																																						
A2	Utilizator elementar	A2	Utilizator elementar	A2	Utilizator elementar	A2	Utilizator elementar	A2	Utilizator elementar																																						
Competențe și abilități sociale	Aptitudini de leadership, atenție distributivă, atenție la detalii, stabilitate emoțională, abilități de comunicare orala și scrisă, abilitatea de a împărtăși din experiența și cunoștințele acumulate,																																														
Competențe și aptitudini organizatorice	Capacitate de analiză și sinteză în evaluarea informațiilor, gândire logică, viteză de reacție, capacitatea de a elabora și implementa un proiect, abilitatea de a coordona echipele de lucru, capacitatea de initiativa și de a răspunde pozitiv în situații de criza, organizarea muncii și a timpului de lucru, delegare și stabilire a priorităților																																														
Competențe și aptitudini tehnice	Aptitudini de proiectare instalații electrice; Autorizat pentru funcția Dispecer Șef de Tură DEDL Bucuresti (Dispecer Energetic de Distribuție Local București); Competențe tehnice legate de echipamente electrice de distribuție a energiei electrice și tehnologia informației; Autorizație ANRE Gr III A+B;																																														
Cursuri, atestate și premii	Curs de pregătire în domeniul securității muncii; Curs "Gândirea soluțiilor"; Curs "Specializare în echipamente automate pentru rețelele de iluminat"																																														
Competențe și aptitudini de utilizare a calculatorului	AutoCAD, MathCad, MS Office Suite (Excel, Powerpoint, Word, Acces and Outlook) Cunoștințe hardware																																														
Permis(e) de conducere	Categorie B																																														
Informații suplimentare	Casatorit, 3 copii																																														



LISTA LUCRĂRI
Doctorand Florin-Dumitru ANDREI

Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Neutral point treatment in the medium voltage distribution networks, International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 30 June - 6 July, 2019, Bulgaria, Volume 19, pp. 345-352; ISSN: 1314-2704

Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Medium voltage networks automation to improve the electrical energy distribution service, International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, Volume 19, pp. 315-324; ISSN: 1314-2704

Valentin Dogaru Ulieru, Florin D. Andrei, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Automatizări în rețelele de medie tensiune pentru îmbunătățirea serviciului de distribuție, Conferința Națională și Expoziția de Energetică (CNEE), Referate suplimentare, Secția I – SEN și rețele de transport și de distribuție a energiei electrice, 1.62, Sinaia 2019, Sinaia;

Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Calitatea energiei electrice în rețelele electrice de medie tensiune, Simpozionul Național Calitatea energiei electrice - CEE 2019, Sesiunea 2, Calitatea energiei electrice în rețele cu generare distribuită, pp. 170-181, Targoviste, pp. 117



**MINISTRY OF NATIONAL EDUCATION
VALAHIA UNIVERSITY OF TÂRGOVISTE
IOSUD – DOCTORAL SCHOOL OF ENGINEERING SCIENCES
DOMAIN: ELECTRICAL ENGINEERING**

DOCTORAL THESIS

<< SUMMARY >>

OPTIMIZATION OF THE ELECTRICAL ENERGY DISTRIBUTION SYSTEM

Ph.D.SUPERVISOR:

Univ.Prof.PhD.Eng. DOGARU-ULIERU Valentin

PhD STUDENT:

Eng. ANDREI Florin-Dumitru

**TÂRGOVIŞTE
2020**

CONTENT

LIST OF FIGURES	7
LIST OF TABLES	10
LIST OF ANNEXES	12
1 DEVELOPMENT OF ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS.....	13
1.1 GENERAL CONSIDERATIONS	13
1.2 CRITERIA FOR THE DEVELOPMENT OF ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS	14
1.3 HIGH VOLTAGE AND MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORK.....	15
1.4 RISK QUANTIFICATION.....	18
2 MODERN SYSTEMS FOR MANAGEMENT ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS	20
2.1 SMART GRID IN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS.....	20
2.2 THE SCADA SYSTEM IN THE ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS	22
2.2.1 Processing unit.....	26
2.2.2 Distribution network monitoring station	26
2.2.3 Telecommunication systems	27
2.3 ARCHITECTURE OF REMOTE CONTROL TERMINALS.....	30
2.3.1 RTU architecture for HV network.....	30
2.3.2 RTU architecture for MV network	35
2.4 REPRESENTATION OF THE DISTRIBUTION NETWORK IN SCADA	39
2.4.1 Detail view of the HV power line.....	39
2.4.2 HV/MV transformer detail view	39
2.4.3 HV sectionalizing breaker detail view	40
2.4.4 MV cell detail view.....	41
2.5 THE MONITORING PROCESS OF ELECTRICAL IN THE SCADA SYSTEM	43
3 OPERATING REGIMES FOR MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS	47
3.1 GENERAL ASPECTS.....	47
3.2 NEUTRAL POINT TREATMENT IN ELECTRICAL NETWORKS	48
3.3 PRINCIPLES FOR NEUTRAL POINT TREATMENT IN MV BY THE SYSTEM PETERSEN (COMPENSATED NEUTRAL)	54
3.4 PRINCIPLES FOR NEUTRAL POINT TREATMENT IN MV BY RESISTANCE.....	56
3.5 COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN DIFFERENT WAYS OF MV NEUTRAL POINT TREATMENTS.....	57
3.5.1 Grounded current.	57
3.5.2 Intermittent electric arc and overvoltages.....	57

3.6 BEHAVIOR OF MV NETWORKS TREATED WITH NEUTRAL POINT COMPENSATED	59
3.6.1 Expressions of sizes network during homopolar fault	61
3.7 NEUTRAL POINT CONTROL SYSTEM.....	68
3.8 DAMAGE REGIME IN THE MV NETWORK WITH COMPENSATED NEUTRAL POINT	71
4 MEASUREMENT AND CONTROL DEVICES IN MV ELECTRICAL NETWORKS	76
4.1 MEASUREMENT AND CONTROL CIRCUITS.....	76
4.2 MEASUREMENT TRANSFORMERS	78
4.2.1 Specific criteria for current transformers.....	78
4.2.2 Specific criteria for voltage transformers.....	79
4.3 PRINCIPLES OF OPERATION OF PROTECTIONS USED IN DISTRIBUTION NETWORKS	80
4.3.1 Protection against polyphase short-circuits Code ANSI 50 - 51	80
4.3.2 Homopolar current protection Code ANSI 51N.....	83
4.3.3 Maximum and minimum voltage protection Codes ANSI 59 and 27	85
4.3.4 Differential protection Code ANSI 87	87
4.3.5 Directional and homopolar directional protection Code ANSI 67, 67N.....	88
5 INTELLIGENT TECHNOLOGIES IN MV AND LV NETWORKS	91
5.1 GENERALITIES	91
5.2 CRITERIA IN CHOOSING NEUTRAL POINT TREATMENT.....	92
5.2.1 Calculation of the capacitive current of the MV network.....	92
5.3 INTELLIGENT SYSTEMS IN MV NETWORKS	104
5.3.1 Remote control of the MV distribution network	104
5.3.2 Evolution of fault current indicators	105
5.3.3 MV network automation	113
5.3.4 FRG automation.....	116
5.4 SMART TECHNOLOGIES IN THE LV NETWORK	117
6 CHECKING PRIMARY EQUIPMENTS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS	124
6.1 GENERAL CONSIDERATIONS	124
6.2 INSULATION RESISTANCE MEASUREMENT	124
6.3 THREE PHASE TRANSFORMER - TEST REPORT	126
6.3.1 Measurement of electrical resistances of windings.....	127
6.3.2 Measurement of insulation resistance of windings	130
6.3.3 Measurement of the transformation ratio	131
6.4 TRANSFORMERS FOR CREATING ARTIFICIAL NEUTRAL POINT	132
7 MODELING AND SIMULATION OF NEUTRAL POINT TREATMENT IN SIMULINK.....	138
7.1 ANALYSIS AND INTERPRETATION OF RESULTS IN SIMULINK...	144
8 CONCLUSIONS, ORIGINAL CONTRIBUTIONS AND FURTHER DEVELOPMENTS	152
ANNEX A - CAPACITIVE CURRENT IN MV DISTRIBUTION NETWORK	157
ANNEX B - TECHNICAL CHARACTERISTICS OF INTELLIGENT METERS, CURRENT TRANSFORMERS FOR BALANCE AND OF THE CONCENTRATOR	158
ANNEX C - TEST SYSTEM FOR TRANSFORMERS AND STATIONS MEGGER TRAX 280.....	162

ANNEX D - VERIFICATION OF INSULATION RESISTANCE	164
ANNEX E - CHARACTERISTICS OF THE PETERSEN SYSTEM.....	169
ANNEX F - QUALITY OF DISTRIBUTION SERVICE IN MV NETWORKS	171
ANNEX G - CALCULATION OF THE SHORT - CIRCUIT CURRENT AND VERIFICATION OF PROTECTION SETTINGS IN THE MV NETWORK.....	177
ANNEX H - OPTIMIZATION OF TECHNICAL LOSSES IN THE MV NETWORK	183
ANNEX I - TEST REPORT INSULATION RESISTORS OF TRANSFORMER.....	185
SELECTIVE BILIOGRAPHY	188

Keywords: *neutral point treatment, overvoltages, fault current, continuity of service, energy quality, Smart Grid, monitoring, control, interruptions, grounded current, homopolar voltage, asymmetric regime, fault indicator, automation, Petersen system.*

Introduction

The undertaken research by presenting the doctoral thesis had the right purpose of treating specific problems of electrical distribution, respectively the digital transformation of the distribution network but also their optimization in the concept of smart electrical network.

In the first chapter I presented theoretical aspects related to the optimization of distribution networks, analyzing theoretical aspects related to thematic works.

In the second chapter I analyzed the monitoring systems used in electrical distribution networks. I underlined the importance of the “Smart Grid” concept in the electrical networks but also new ways of managing the electrical distribution networks, including the data acquisition equipment used to monitor the network.

In chapter 3 of the paper, I presented various methods used to treat the neutral in the electrical networks in our country and I analyzed various theoretical aspects related to the topic of the thesis. I presented the main features of the neutral point treatment modes of MV networks emphasizing the neutral point treatment by Petersen system (compensated). Thus in an electric network with compensated neutral, at a fault with the ground on a line, it causes first of all to circulate in the fault point an inductive current that compensates the capacitive grounding current of the faultless phases so that the electric arc produced at the fault location should not persist, and secondly if the fault persists by means of the resistor, the fault line is identified and disconnected. This network compensation methodology is implemented through the neutral point control system that automatically adjusts the degree of agreement between the extinguishing coil and the homopolar capacity of the MV network to which it is connected. In chapter 3 I also presented the measurements performed in the real MV network.

In the 4th chapter I analyzed the measurement and control methods for optimizing the electrical distribution system. I have theoretically detailed the main types of protections used in electrical distribution networks that contribute together with the neutral point treatment method to the elimination of the fault in a short time and to the electrical separation of the fault line.

Chapter 5 is dedicated to the analysis of new intelligent technologies used in MV and LV networks. In this sense, this chapter contains several sub-points, each having a theoretical part for the new technologies used, being accompanied by examples. More than that, taking into account the possibilities of monitoring in the distribution networks, I proposed and comparatively analyzed various technologies.

Given the importance of power transformers and neutral point treatment systems that affect system stability, in Chapter 6 I analyzed the importance of measuring insulation resistance. Due to the environment where the equipment is mounted, deficiencies in their operation may occur; the measurement of the insulation resistance allows the decision to be taken that the equipment in question is in good working order. Information is provided on the current state of the insulation, thus allowing the equipment to be put into operation in the conditions in which the insulation works properly. Checking the primary equipments in the electrical networks is thus a first guarantee of safe operation.

In chapter 7 I presented the simulations performed in the MV electrical network. I made the electrical network for modeling with the help of the Simulink application in such a way as to be able to compare the case in which the neutral point of the transformer is connected directly to ground, in case it is connected by a resistor or Petersen system (arc suppression coil in parallel with resistance). For this I used four ideal switches, controlled from a signal generator block. The signal generator also controls when the single-phase fault occurs. Through this simulation I pursued the following objectives:

- stability of the three-phase system in the presence of a single-phase fault depending on the neutral point treatment method;
- limitation of fault current and overvoltages in the electrical network;
- establishing a way of treating the electrical network with low impact compared to the permanent sinusoidal operating regime.

The annexes present considerations regarding the capacitive current of the MV distribution network, technical characteristics of smart meters, current transformers for balance and concentrators, technical characteristics of the Meger Trax 280 test system, verification of insulation resistance, Petersen system characteristics, the quality of the distribution service as well as the calculation of short-circuit currents and the optimization of losses in the MV network. From the analysis of the results made in Simulink, I found that the intensity of the short-circuit current is much reduced when using the Petersen system. The use of neutral point treatment by the Petersen system significantly reduces the values of voltages and currents during ground faults. Therefore, the aim is and will be:

- reducing the number and duration of interruptions;
- increasing the degree of safety in the operation of the installations;
- increasing the quality of customer service.

With the new solutions presented, the following advantages result:

- stability of the three-phase system;
- operative management of the distribution network (reduction / liquidation of damages, circulation of powers, operation of protections) in real time;
- reducing the durations of non-electrical supply to consumers;
- reducing the amount of undelivered electrical;
- reducing the risks of mishandling of switching equipment;
- reduction of intervention costs for liquidation of damages;
- management of electrical producers connected to the MV network.

1 DEVELOPMENT OF ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS

Electrical powers systems suffer a radical transformation through integrating decentralized renewable energy sources and consumers, also electrical powers storage/evacuation solution require more flexible systems. As integral parts of electrical networks, transformer stations are essentially the heart of these power systems. When it comes to automation, monitoring and protecting a substation, digital technology can be applied with significant effects. Development of High Voltage (HV) Electrical Distribution Networks of the Distribution Operator (DO) is correlated with the development of the National Energy System (NES) which is part of the Transmission and System Operator „Transelectrica” as a result of the close interaction between HV networks of DO and Transelectrica. It is necessary on the basis of economic development and the forecast of increasing electrical consumption, the stability of the energy system by connecting new substations thus ensuring the continuity and quality of electrical distribution service. The following factors must be taken into account in the development of the Medium Voltage (MV) distribution network:

- the quality of the supplied electricity;
- new connection requests from customers but also from electrical producers;
- optimization of existing distribution networks;
- analysis of data on the lack of continuity in electrical supply.

Starting from the current configuration of the HV and MV distribution network, the optimization of the networks will follow:

- the use of a larger number of power stations with the possibility of reservation through the MV power lines;

- introduction of SCADA (Monitoring, Control and Data Acquisition) in the transformation substations and along the MV power lines;
- introduction of a new way of treating the neutral in the MV distribution networks;
- introduction of automations along the MV power lines;
- introduction of intelligent technologies in the Low Voltage (LV) distribution networks.

2 MODERN SYSTEMS FOR MANAGEMENT ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS

The components of an electrical distribution network as well as the information and communication technology that helps the optimal operation of that network have given rise to a new concept, namely "Smart Grid", or Intelligent Network. The development of the "Smart Grid" concept will allow:

- the use of new technologies to increase the efficiency of the electrical distribution service;
- the realization of new facilities, new benefits for the clients, respecting the quality of the delivered electricity;
- development of communication systems to obtain real-time information on events in the distribution network and adoption of measures to limit the effects on the loss of the distribution service.

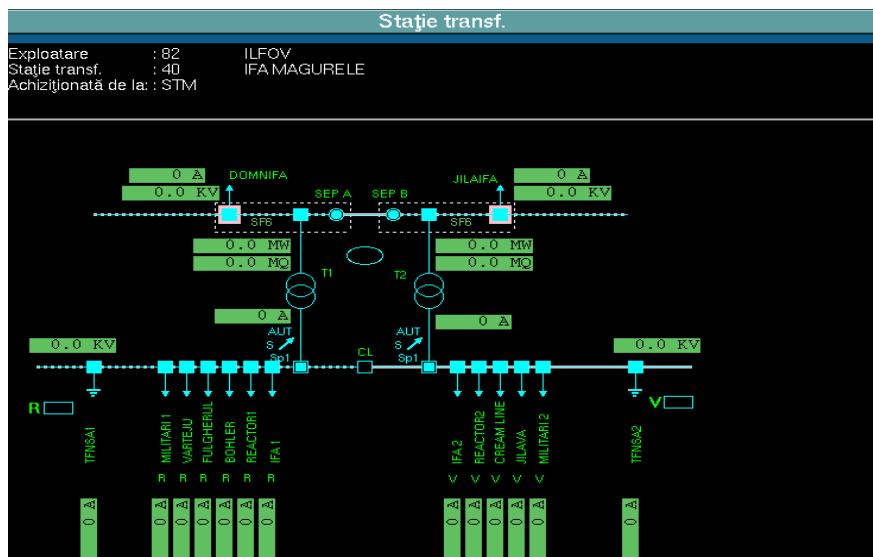
"Smart Grid" is an electrical network in which both energy producers, the Transmission Operator, the Distribution Operators and the customer can be efficiently integrated, in order to ensure the economic efficiency of the production, transmission, distribution and consumption systems with low energy losses and safety in operation, in compliance with electrical quality standards. The concept of "Smart Grid" at the level of the electrical distribution network can be associated with automation technologies such as:

- monitoring and control of primary equipment in stations, transformation stations, supply points, connection points (SCADA systems);
- local automations of the primary equipments, operations of type Automatic Interlocking of the Reserve (AIR) from the local power supply sources, isolation of the sections with faults;
- monitoring and control of distributed energy resources;
- applications for managing loads on power lines.

Through the "Smart Grid" there is the possibility of intervention to customers so that the electrical needs to correspond at any time to the production of electricity, there is a real control of customers, of the electrical used. An important advantage of this is also the telecommunications systems that help the efficient use of electrical by managing the information between production and customer requirements. The main features of the SCADA system are:

- management and monitoring of the electrical network (breakdowns, technical overhauls, introduction of new customers);
- support to guarantee the quality and continuity of the electrical power distribution;
- computerized management of all activities related to the electrical network.

Figure 2. 1 - Remote controlled electrical substation



The SCADA system is a hardware and software structure that must include:

- an operative center (Telecontrol Center) at the level of territorial unit, endowed with a certain number of operative stations, printers and a connection room containing processing and telecommunication units;
- remote control terminals (RCT) for power stations, installed in HV / MV electrical substation and used to transmit in the operational center field information (signals, alarms, measurements, status of primary equipment) and to execute commands transmitted from the center operative;
- RCT for the MV network, installed in supply points, connection points, pole separators, transformer stations and used for the transmission, in the operational center

of field information (signals, alarms, states of primary equipment) and for the execution of commands transmitted from the operations center.

The SCADA system recognizes the malfunctions of the equipment in the electrical networks (overloads, voltage levels outside the limits, actuation of protection and automation systems, unwanted modification of the state of circuit breaker and separators, etc.) and warns optically and acoustically about what happened, performing the information function. In order to optimize the operation of the electrical networks, the power circulation is registered. This information is used to improve planning of the operating regimes of the network as well as to regulate the voltage of the transformers in the energy system.

3 OPERATING REGIMES FOR MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS

The operating regime of an electrical network means the current state of the network characterized by the quality of electrical and the continuity of electrical supply. The calculation of operating regimes is of major importance because knowing the load carried by the network and the material characteristics of the conductors and transformers must ensure the quality parameters of the energy supplied regardless of the network configuration. In the normal operation in symmetrical sinusoidal regime of the electrical network, the grounding mode of the neutral point has no influence on its potential which is equal to that of the ground. However, the treatment of the neutral point significantly influences the values of voltages and currents in case of asymmetric operation and especially during grounded faults. The method used to treat the neutral point depends on the form of manifestation of this phenomenon, the behavior of the electrical networks during the duration of the fault, the consequences on the energy installations, as well as on the electrical supply of the consumers. While in HV power electrical transport networks and in HV and LV distribution networks it is almost common to use neutral point directly connected to the ground- oversizing the transformer insulation would be too expensive in HV networks; and at the level of LV, the neutral point is connected to ground for reasons of protection of personnel but also for the protection of single-phase receivers - but in MV electrical networks there is no single solution in choosing the mode of neutral point treatment. Despite a common general protection scheme used in distribution networks, which can be extrapolated to most countries, some general differences can be observed. Here are the main themes that can generate differences between the practices of each country:

- the functions developed under the protection scheme: for example, some countries allow the operation according to the fault current, while others prefer to eliminate any fault in the distribution network;
- neutral point treatment method (directly grounded, insulated, resistance treated, compensated);
- network structure (looped or radial);
- national regulatory legislation;
- voltage level used by DO;
- the types of protection used in the distribution network;
- the configurations of the protection functions (thresholds, timings), which depend on the technical regulations in force in the respective country.

Table 3.1- Neutral point treatment in the MV network internationally

Country / Region	Neutral point directly connected	Neutral point connected by resistance	Neutral point connected through the Petersen System	Neutral point insulated
ITALY			x	x
FRANCE		x	x	
GERMANY			x	
SPAIN	x	x	x	x
PORUGAL		x		
AUSTRIA			x	
BELGIUM		x		
SWEDEN			x	
FINLAND			x	x
UK	x			
IRELAND				x
RUSSIA				x
EASTERN EUROPE			x	
AUSTRALIA	x			
USA AND CANADA	x			
CHINA		x	x	x
ISRAEL			x	
ROMANIA		x	x	x

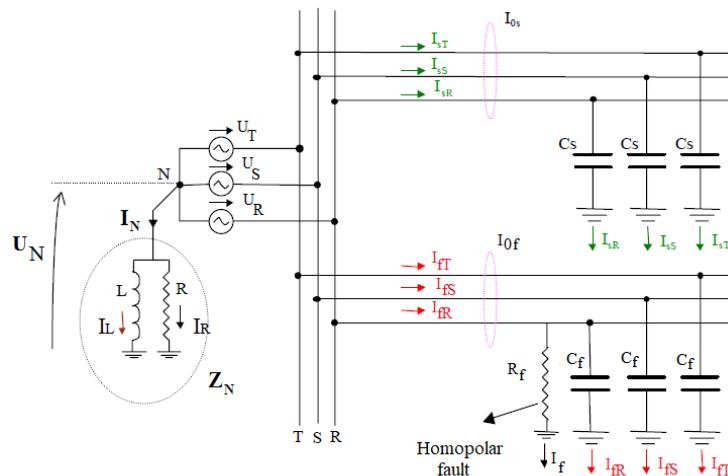
Joint Working Group B5/C6.26/CIRED, Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources, Austria, 2015, pp 23

According to the norms in force, if the capacitive current for ground is galvanically connected on electrical network and has a value bigger than 10A, is required the treatment of the neutral point of the electrical networks. If the neutral is connected by means of impedances to a low-resistance grounding electrode, it is said that the neutral is connected "directly to ground"; if instead there are no intentional connections between neutral and ground, it is "isolated neutral". The intermediate solutions provide for the insertion between neutral and ground of inductive, resistive or inductive-resistive impedances.

3.1 PRINCIPLES FOR NEUTRAL POINT TREATMENT IN MV BY THE SYSTEM PETERSEN (COMPENSATED NEUTRAL)

Compensated networks have gained popularity in recent years in distribution networks. This is mainly due to the increased focus on reliability. The number of faults has been significantly reduced and, thus, maintenance costs for the electrical distribution service can be reduced. The neutral conditioning in the energy distribution networks by installing the Petersen system (arc suppression coil in parallel with the resistor) between the transformer's neutral and the ground, in case of a grounding fault, firstly, it causes the circulation in the fault point of an inductive current which compensates the capacitive current for ground, for phases without fault in such a way that the arc produced at the place of fault does not persist, and secondly, if the fault persists, through the means of the resistor, the fault line is identified and disconnected. The treatment of the MV neutral point by means of the Petersen system (arc suppression coil in parallel with resistance), generally called the treatment with compensated neutral, the following figure is presented:

Figure 3.1 - MV network with compensated neutral



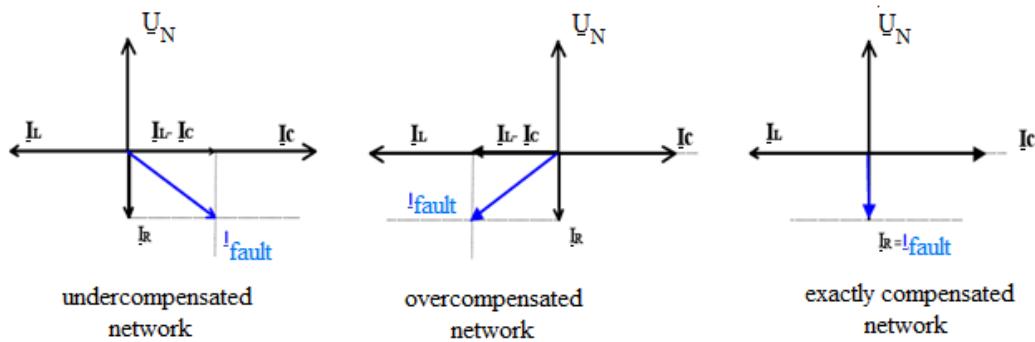
During the single-phase ground fault, the grounding impedance binding of the neutral point is traversed by:

- an inductive current component I_L at 90° before the neutral voltage U_N ($-U_R$);
- a resistive current component I_R opposite to the neutral voltage U_N ($-U_R$).

The I_L current is in opposition phase to the capacitive current I_C (at 90° degrees in front) which is created due to the capacities of the network, and therefore tends to "compensate".

I speak of "exact compensation" when the I_L current is equal to and opposite to the fault current corresponding to the case with isolated neutral (so equal to I_C); the network is considered undercompensated or overcompensated, respectively when the I_L current is lower or higher than the above-mentioned fault current.

Figure 3.2 - Vector diagram with compensated neutral



The degree of compensation is defined by the expression:

$$c = \frac{I_L}{I_C} \% \quad (3.1)$$

As the operation of the network is also such as to allow a compensation of almost 100%, it can be stated, in general, that the treatment with neutral compensated allows to reduce the value of the grounded current. This effect is one of the main advantages of this method of grounding. In general, the mode of operation of the electrical network with the compensated neutral point allows, compared with isolated neutral, to achieve the following objectives:

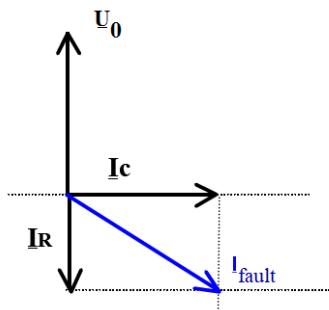
- limiting the grounded current favoring, at the same time, the dimensioning of the grounded installations of the MV/LV transformer stations ;
- reducing the risks of appearance intermittent electric arc;
- growing the probability of self-extinguishing single-phase faults, avoiding disconnection of the line switch.

3.2 PRINCIPLES FOR NEUTRAL POINT TREATMENT IN MV BY RESISTANCE

The treatment of the neutral of the grounded MV network by using a resistor is a method that has been frequently used in distribution MV networks in Romania, with resistance sizing that reduced fault currents to predefined values (eg 300 A, 600 A, 1000 A, etc.).

The principle of operation in the case of neutral treatment of the MV network by resistance can be seen as a special case of compensated neutral in which, during grounded faults, an I_R component of current in opposition to homopolar voltage manifests itself in the network. The solution is clearly simpler and more economical compared with arc suppression coil . Neutral point treatment with resistance has not resulted in a decrease of fault current that is typical for compensated neutral, however, transient overvoltages and intermittent electric arc phenomena can be reduced.

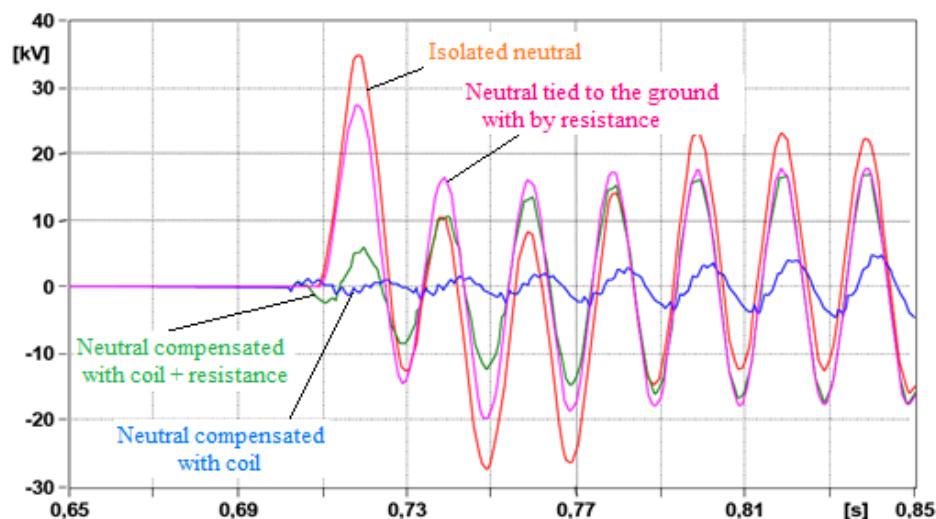
*Figure 3.3 - Vector diagram
with neutral tied to the ground with resistance.*



3.3 COMPARATIVE ANALYSIS BETWEEN DIFFERENT WAYS OF MV NEUTRAL POINT TREATMENTS

Overtvoltages in MV networks, as a result of a homopolar fault, include both those that manifest on the healthy phases at the occurrence of the phenomenon, and those on the defective phase when the fault is eliminated, by self-extinguishing the arc or by triggering the line as a result of protection intervention.

Figure 3.4 - The equivalent Thevenin circuit with the neutral conditioned through Petersen system

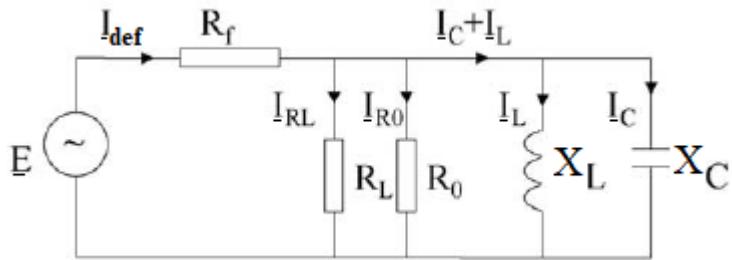


It is noted that the arc suppression coil has a voltage attenuation effect. The treatment of the neutral by Petersen system limits the overvoltages caused by the intermittent electric arc which thus leads to the reduction of the number of insulation faults and therefore to the reduction of the number of polyphase faults.

3.3.1 Expressions of sizes network during homopolar fault

Treating the neutral with an arc suppression coil is one of the most important ways to improve the quality of voltage in electrical networks. The main advantage of this treatment is the ability to continue to operate the network during a grounded phase. MV electrical networks must be compensated as much as possible so that only residual current to circulate through the place of fault when a grounding occurs. In the past, the only controlled variable that was used to adjust a coil was the absolute value of the zero sequence voltage U_{NO} , which did not always achieve the desired result. This voltage is used to trigger the detection of single-phase faults in compensated neutral as well as isolated networks. The increase in power lines balanced the networks and reduced the zero sequence voltage. However, the unbalanced network load can still affect the zero sequence voltage and cause it to vary. This is why other techniques must be used to maintain the quality of voltage in electrical networks.

Figure 3. 5 - The equivalent Thevenin circuit with the neutral conditioned by Petersen system



Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteanu, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteanu,
Neutral point treatment in the medium voltage distribution networks,
International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, pp 348.

If we neglect the impedance of the coil, the grounding is net and the resistance of the fault is being neglected ($R_f=0$), then the intensity of the fault current in the resistance treatment system is:

$$I_{def} = I_R + I_C = \frac{E}{R_e} + j \cdot 3 \cdot \omega \cdot Co \cdot \frac{E}{R_e} \quad (3. 2)$$

Phase voltages without fault:

$$U_A = U_B = \sqrt{3}U_f \quad (3.3)$$

And the displacement voltage of the neutral point is:

$$\underline{U}_N = \underline{I}_R \mathbf{R}_e \quad (3.4)$$

Now returning to the treatment system with coil and resistor and when the grounding is net, the resistance of the fault being neglected ($R_f=0$), the capacitive grounding current is obtained from the capacitive current of the defective phase, from the current induced by the coil, but also by the resistive current:

$$\underline{I}_{def} = \underline{I}_{RL} + \underline{I}_{RO} + \underline{I}_L + \underline{I}_C \quad (3.5)$$

The value of the capacitive current is equal to::

$$\underline{I}_C = \frac{\underline{E}}{X_C} = 3 \cdot \omega \cdot C_o \cdot \underline{E} \quad (3.6)$$

where: E - phase voltage;

X_C - capacitive reactance;

ω - pulsation.

The value of the coil induced current is given by the following relation:

$$\underline{I}_L = \frac{\underline{E}}{X_L} = \frac{\underline{E}}{\omega L} \quad (3.7)$$

Then the capacitive fault current becomes:

$$\underline{I}_{def} = \frac{(R_L + R_o)\underline{E}}{R_L \cdot R_o} + j \cdot \left(3\omega C_o - \frac{1}{\omega L} \right) \underline{E} \quad (3.8)$$

If the degree of compensation c equals 1, i.e. I_L equals I_C , we obtain the following relation:

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C} \quad (3.9)$$

where L is the value given to the inductance. In the case of a sub-compensation equal to 95%, the following is obtained:

$$L = \frac{1}{3 \cdot 0.95 \cdot \omega^2 C} \quad (3.10)$$

The coil adjustment condition is achieved when:

$$3\omega Co - \frac{1}{\omega L} = 0 \quad (3.11)$$

In the case of complete compensation, the fault current remains only with the resistive component:

$$\underline{I}_{def} = \frac{(R_L + R_o)\underline{E}}{R_L \cdot R_o} \quad (3.12)$$

4 MEASUREMENT AND CONTROL DEVICES IN MV ELECTRICAL NETWORKS

The results of the measured quantities are used in more and more applications both to ensure a quality distribution service and a user guarantee. The measured values and records of the measuring instruments allow a series of operations to be performed such as:

- connecting and disconnecting the lines in parallel with the network of the electrical system;
- control of the distribution of active and reactive power on the transmission and distribution lines;
- control of the load of power lines, in order to prevent abnormal operating regimes, due to overloads;
- quality control of electrical (frequency, voltage);
- records of electricity;
- the transmission of the values of some devices from transformation stations, supply points to the dispatcher centers.

4.1 Protection against polyphase short-circuits Code ANSI 50 - 51

Protection against polyphase short-circuits is the most common protection in distribution networks being used at almost all voltage levels. The protection allows the identification of phase faults due to overload or short-circuits. Typical intervention methods can be instantaneous called maximum fast current protection (code 50) or delayed called maximum delayed current protection (code 51).

4.2 Homopolar current protection Code ANSI 51N

This protection consists of a maximum current protection fed by the homopolar current of the protected line by means of a homopolar sequence current filter, made either by Holmgreen mounting of three current transformers or with an inelar (toroidal) transformer.

4.3 Maximum and minimum voltage protection Codes ANSI 59 and 27

Maximum voltage protection is used to protect equipment against damage to insulation due to increased voltage. Low voltage protection detects low voltage operating conditions that can lead to loss of stability of electronic equipment operation. The mode of intervention of the protections can be instantaneous or delayed. It is possible to combine both protections at minimum voltage or at maximum voltage (protection with code 27-59) thus obtaining the maintenance of the voltage within a set interval. A typical example of the application of this type of protection is that of network-connected autoproducers that need to be protected.

4.4 Differential protection Code ANSI 87

Differential protection is used to protect a network element against internal faults that must be eliminated in a very short time by comparing currents.

4.5 Directional and homopolar directional protection Code ANSI 67, 67N

The protection provides information about the position of a vector sizes compared to another that is taken as a reference. The comparison is made on a dephase angle between the current vectors and the voltages measured ; therefore, directional protection requires two sizes: a voltage and a current.

5 INTELLIGENT TECHNOLOGIES IN MV AND LV NETWORKS

The function in the MV network with the compensated neutral, together with the new technologies used on both the MV and the LV side, determines the realization of an intelligent electrical distribution network. The implementation of this system substantially reduces the electrical loads (overvoltages, overcurrents) of the distribution network, of the equipment and is one of the factors that contribute both to the continuity of electrical supply to consumers

and to improve energy efficiency. The following parameters must be considered on 110kV / MV transformer station to change the neutral point treatment at the:

- ✓ the capacitive current of the related MV network;
- ✓ number of long interruptions (average of the last 2 years);
- ✓ System Average Interruption Frequency Index - SAIFI;
- ✓ System Average Interruption Duration Index - SAIDI.

To calculate the capacitive current of the MV network we need the sections of all the lines that make up the electrical network but also their total length, it is recommended to use approximate formulas to calculate the capacitive current. In the case of isolated neutral systems, it is possible to determine the conventional value of the capacitive current with the following formula:

$$I_c = U(0.003 \cdot L_a + 0.2L_c) \quad (5.3)$$

where: U = rated voltage of the network in kV;

L_a = sum of the lengths of aerial power lines [km];

L_c = sum of the lengths of power lines in cable [km];

DO Enel uses the following solutions for neutral point treatment in MV networks, depending on the capacitive current of the MV distribution network.

Table 5.1 – OD Enel solutions for conditioning the neutral in MV networks

Ic [A] (^)	Standard solution	Specific solution
0÷30	A resistor DT1110 (of value 385 Ω with TFN SA)	Arc suppression coil of value 50 A + resistor DT1110 in parallel (of value 770 Ω), with TFN
30÷50		
50÷100	“Reduced” impedance - DT1096- of value 30÷200 A with TFN SA	Arc suppression coil of value 100 A + resistor DT1110 in parallel (of value 770 Ω), cu TFN
100÷200		Two arc suppression coils of value 100 A + resistor DT1110 in parallel (of value 770 Ω), with TFN
200÷300	“Standard” impedance -DT1096 - with TFN SA	
> 300	“Standard” impedance DT1096 + fixed coil DT1097, with TFN	Enel type impedance DT1096 + arc suppression coil with value of 100 A with TFN

Note: (^) Ic value (total capacitive current of the energy network) at 20 kV voltage;
 - TFN SA- Neutral forming transformer with auxiliary for auxiliary services
 - DT1110- Single-phased resistor Enel homologated;
 - DT 1096- Grounding impedance Enel homologated;

Table 5.2 - Comparison between different neutral point treatment systems

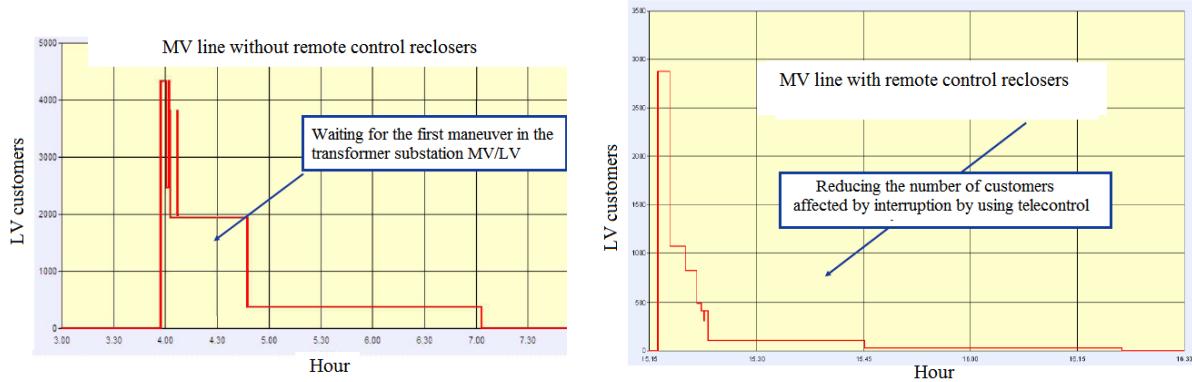
Characteristics	Neutral point insulated	Neutral point connected by arc suppression coil	Neutral point directly connected	Neutral point connected by resistance	Neutral point compensated
The electric arc caused by grounding	It is self-extinguishing		It is liquidated by disconnecting the line or rapid auto-reclosing (RAR)		It is self-extinguishing or it is liquidated
Intermittent arc	Possible	It is no Possible			
Duration long-term grounding	The network can work		Protection disconnects the fault line		The network can work
Detection of grounding	Special detection protection		Usual protections fault detection		
Transient grounding overvoltages	$\leq 2,5 U_f$		1,8 U_f at the place of fault	(1,8-2,5) U_f at the place of fault	2,5 U_f
Long-term overvoltages	$\geq U_1$		0,8 U_1	$\geq U_1$	U_1

5.1 Evolution of fault current indicators

Power Distribution Operators have begun to use fault current indicators when demands from power consumers have arisen to ensure the supply continuity and power quality. The fault current indicators are used to locate short-circuits or faults with the ground in aerial or underground medium voltage distribution power networks, in particular. Following a fault on

an MV line with fault current indicators, the passing of the fault current was not immediately signalled, but it was necessary to move the exploitation staff on that line to see if the indicators were signalling optically, informing if the fault current passes or not in the respective area. We can say that using fault current indicators we have information about the type of fault but not in a short time, which leads to long periods of time for the power resupply to the consumers.

Table 5.3 - Duration of interruptions of an MV line



Modern technology makes its presence felt in this field as well, and manufacturers offer efficient fault locating systems and additional options that add efficiency to the supervision of the distribution network. Mounted in telecommanded transformer substations (TS) or on telecommanded reclosers mounted on poles, which by the means of current and voltage transducers detect:

- the passage through a phase of fault currents higher than a preset value (function 51);
- the passage and direction of homopolar currents in the presence of homopolar voltage due to the simple grounded (function 67N);
- the passage of homopolar currents in the presence of homopolar voltage due to the double grounded (function 67N);
- presence /absence of voltage on MV phases.

5.2 MV network automation

In MV distribution networks, auto reclose cycle (RAR) is usually provided with one or more delayed resets. The RAR device used as an automation for interrupters of an MV line, must be programmed to perform the following cycles:

- for cable power lines: one rapid and one slow reset;
- for aerial/mixed power lines: one quick and two slow resets.

To activate the automation along the MV line, the transformer substations must be equipped with:

- remote control terminals connected to the telecontrol system;
- the presence of fault indicators;
- generating the signal for the presence of voltage on the bar;
- presence of at least one telecontrolled circuit switcher.

These logics can be programmed, activated, deactivated and cancelled by appropriate messages. The automation logics trigger the detection and selection of faults on MV lines taking into account two signals:

- presence / absence of voltage on the line;
- intervention of the fault detector.

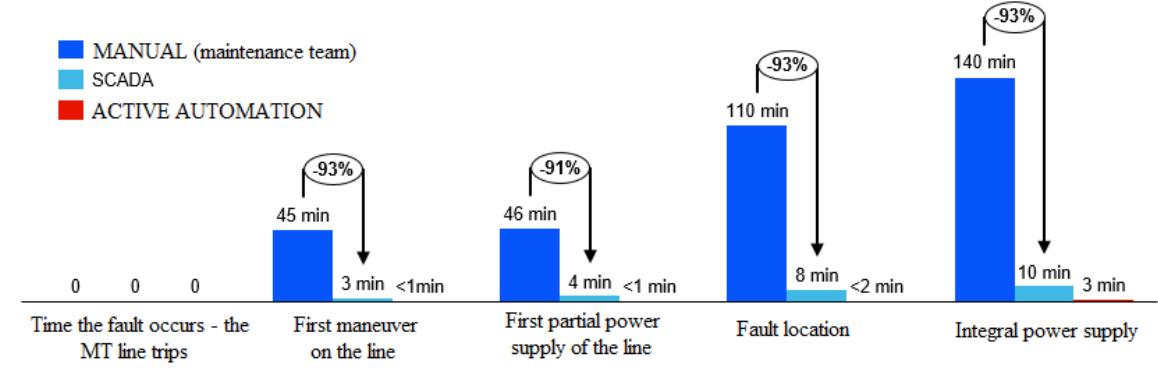
The automations associated with each recloser (IMS) can be cancelled or put into operation by telecommand. In normal regime it is provided on average the automation of three transformer substations for each line.

Table 5.4 - MT line with automation using fault indicators

Stages /timing	Actions	Figure
automation in function RAR with two cycles 30sec./50sec.	RAR activation	
RAR cycle 1 30 sec.	the IMSs are automatically opened where the inductors are traversed by the current	
fault search, the presence of voltage 4 sec.	close line switch, command automation closing IMSs in turn	
fault found RAR cycle 1 50 sec.	line trigger after closing IMS on fault	

fault insulation break RAR cycle 2	opens the IMS for fault insulation and locks in the open position	
--	---	--

Table 5. 5 - Duration of isolating a fault



It shows the results obtained over a six-month period in 2018, where three possibilities were considered for maneuvers on MV fault lines, namely by the maintenance team (manual), by using SCADA or if the line has active automation. We notice first hand maneuver improvements on the MV line triggered:

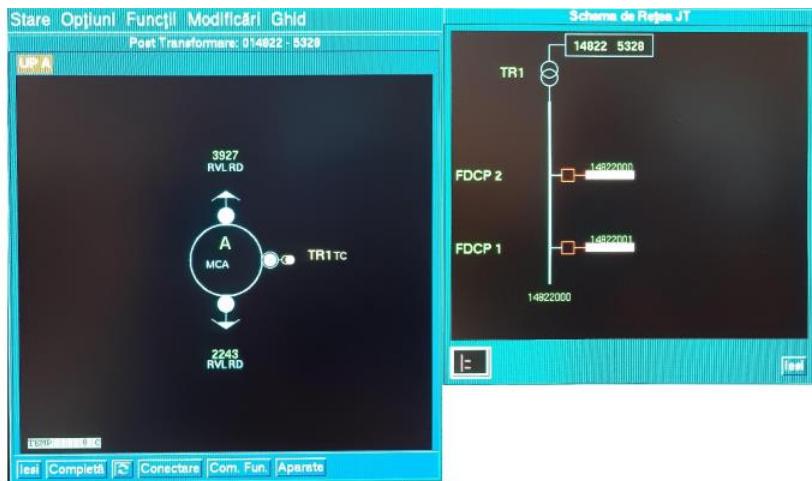
- manual was done after 45 minutes;
- telecontrol was done after 3 minutes;
- automation was done under 1 minute.

5.3 SMART TECHNOLOGIES IN THE LV NETWORK

The remote control system for the MV network provides the possibility to represent the LV network connected in the secondary of a MV / LV transformer, by means of the LV line switches. With the help of this remote control system and the RCTs already existing in transformer substations, it is possible to achieve for the switching equipment installed in the LV network:

- automatic closing;
- closing / opening by remote control;
- triggering by protection in case of overload or fault.

Figure 5. 1 - TS remote controlled both on the MV side and on the LV side



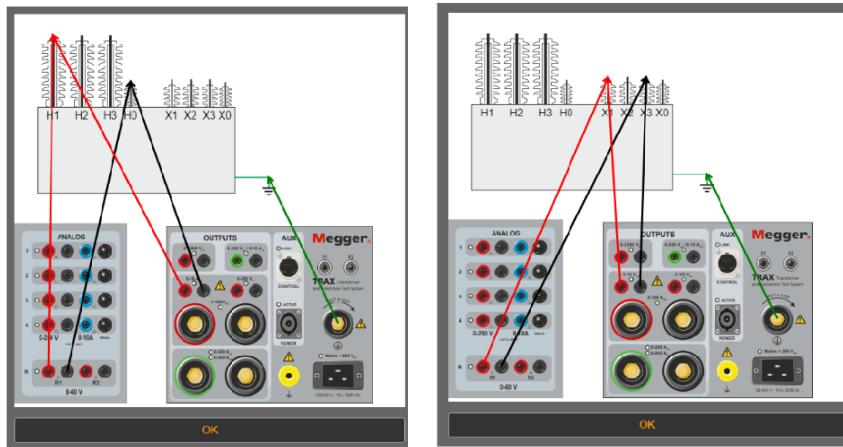
The energy management systems of residential homes of various types are being conducted today in an increasing number, as the distribution networks in the home area are modernized. They will effectively become the consumer-oriented part of the smart grid. In order to implement the "smart meter" at the customer, we need their power supply, namely TS to be modernized including the LV part, because from this place begins the intelligent management of customer consumption.

6 CHECKING PRIMARY EQUIPMENTS IN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORKS

The most important equipment in the distribution network are power transformers and neutral point treatment systems and their long-term unavailability affects the stability of the energy system. The power transformers used in electrical distribution networks are three-phase, mounted in metal vats and usually insulated in oil. The windings on both the primary and the secondary side are made inside, so inaccessible, and the ends of the windings are accessible through insulators on the transformer vat. Due to the environment in which they are installed, deficiencies may occur in their operation, and measuring the insulation resistance helps to establish whether their values are corresponding to. The verification of power transformers consists in:

- measuring the insulation resistance between:
 - c) windings - vat;
 - d) windings;
- measuring the resistance of the windings;
- measuring the transformation ratio;

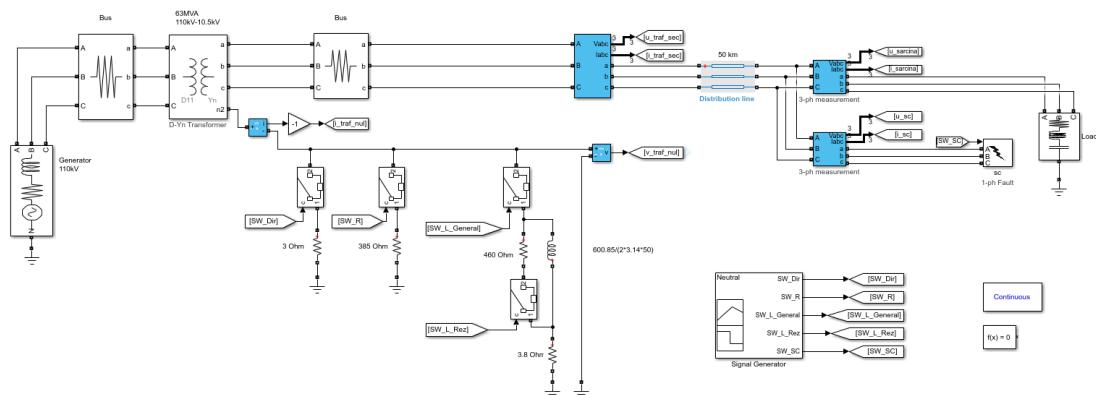
Figure 6. 1 - Scheme fitting checking the primary and Secondary resistance of the transformer



7 MODELING AND SIMULATION OF NEUTRAL POINT TREATMENT IN SIMULINK

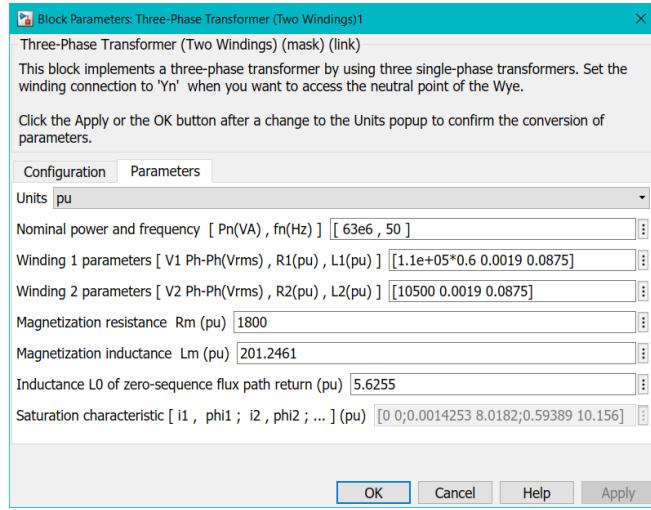
The electrical network to be modeled was made in such a way as to be able to compare the case in which the neutral point of the transformer is connected directly to ground, the case in which it is connected by a resistor or by Petersen system (arc suppression coil in parallel with the resistance). For this we used four ideal switches, controlled from a signal generator block. The signal generator also controls the moment when the single-phase fault occurs, on the phase marked with A.

Figure 7. 1 - Model block diagram distribution network



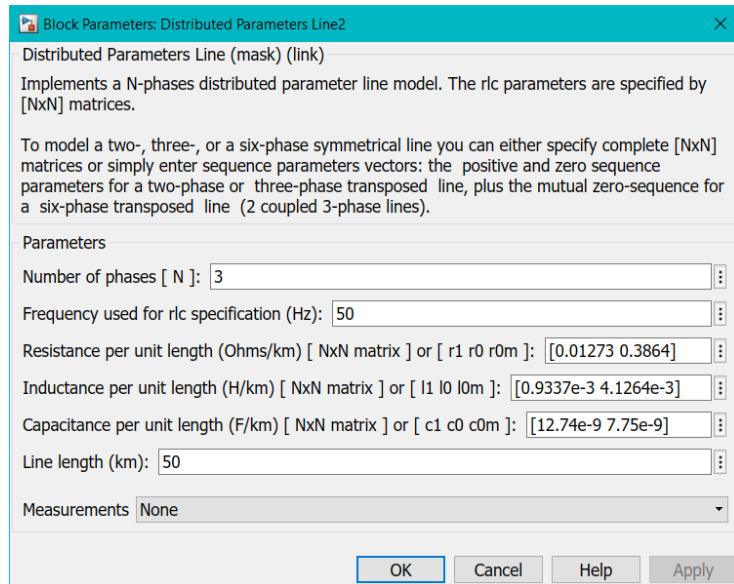
- Transformer parameters in Simulink;

Figure 7. 2 - Transformer parameter



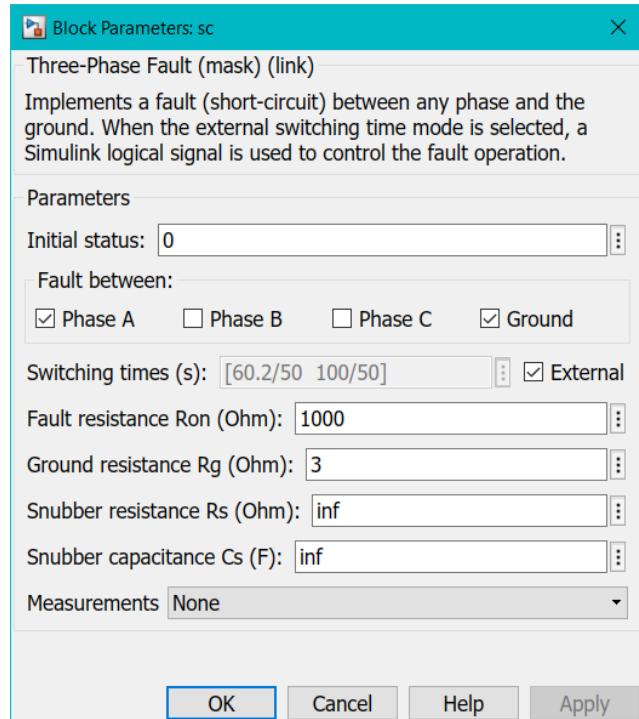
b) Power line parameters in Simulink;

Figure 7. 3 - Power line parameter



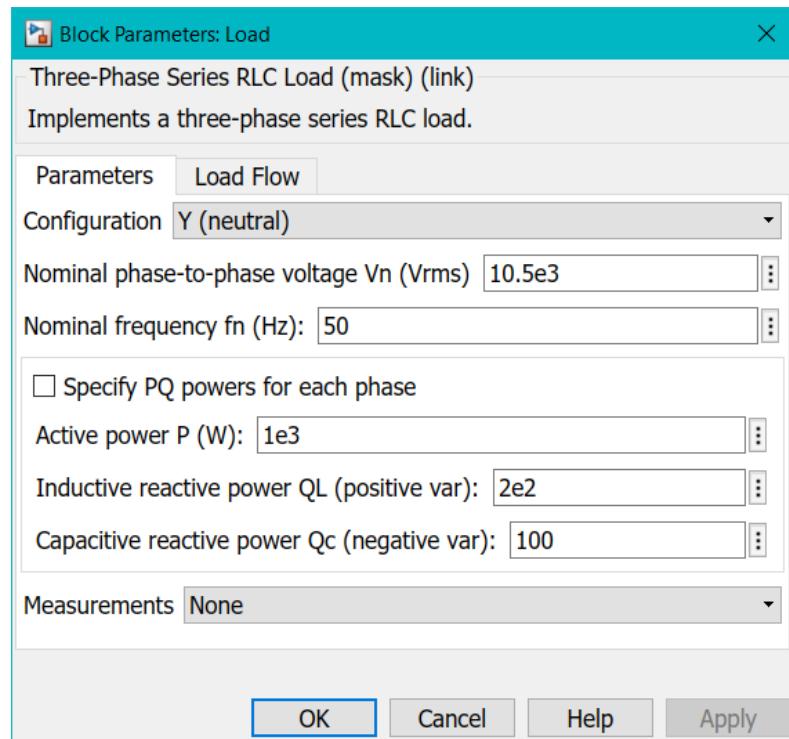
c) Parameters of the single-phase fault in Simulink;

Figure 7.4 - Parameter of the single-phase fault



d) Load parameters to have a stabilized load;

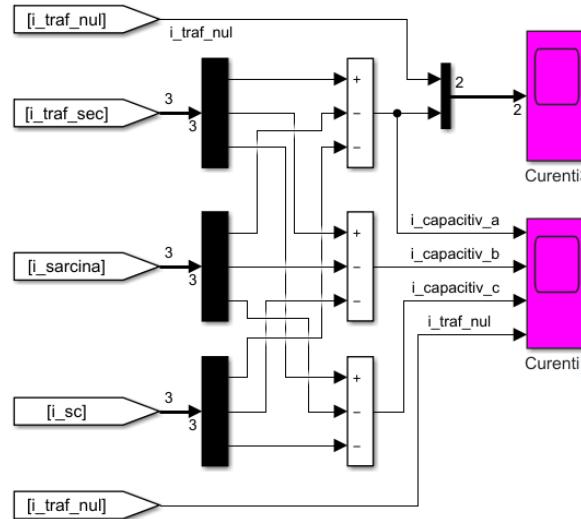
Figure 7.5 - Simulink load parameter



7.1 ANALYSIS AND INTERPRETATION OF RESULTS IN SIMULINK

I calculated the capacitive current by subtracting from the current entering the distribution power line, the current coming out of it. Basically, what is lost can only be the capacitive current; below is the calculation scheme for each phase:

Figure 7. 6 - Capacitive current measurement block diagram



Black blocks are measuring blocks. All measure the phase-to-ground voltage in three-phase mode. A block simulating a fault is connected in parallel with the load. Through it connects one or more phases to ground via configurable circuit elements.

Figure 7. 7 - Transformer neutral point directly grounded

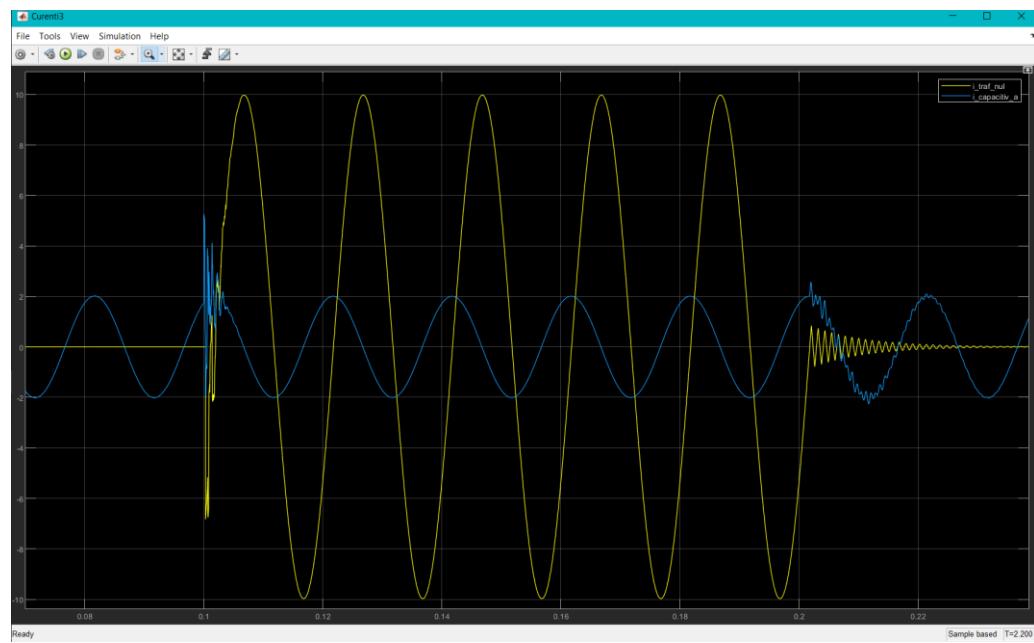


Figure 7. 8 - Currents in the case of neutral point directly connected to grounded

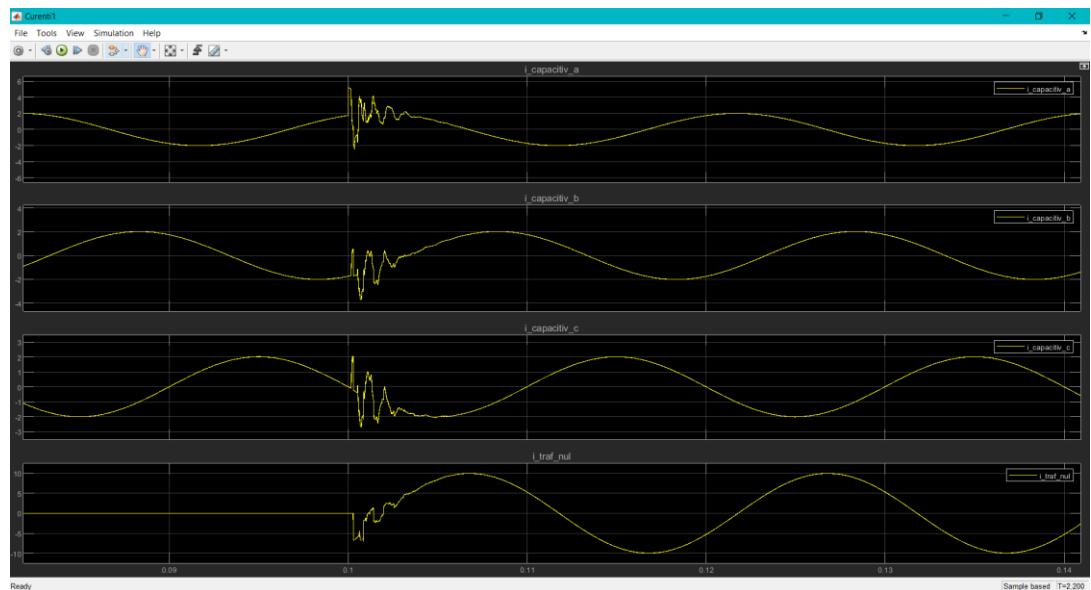


Figure 7. 9 - Transformer neutral point connected by a resistor

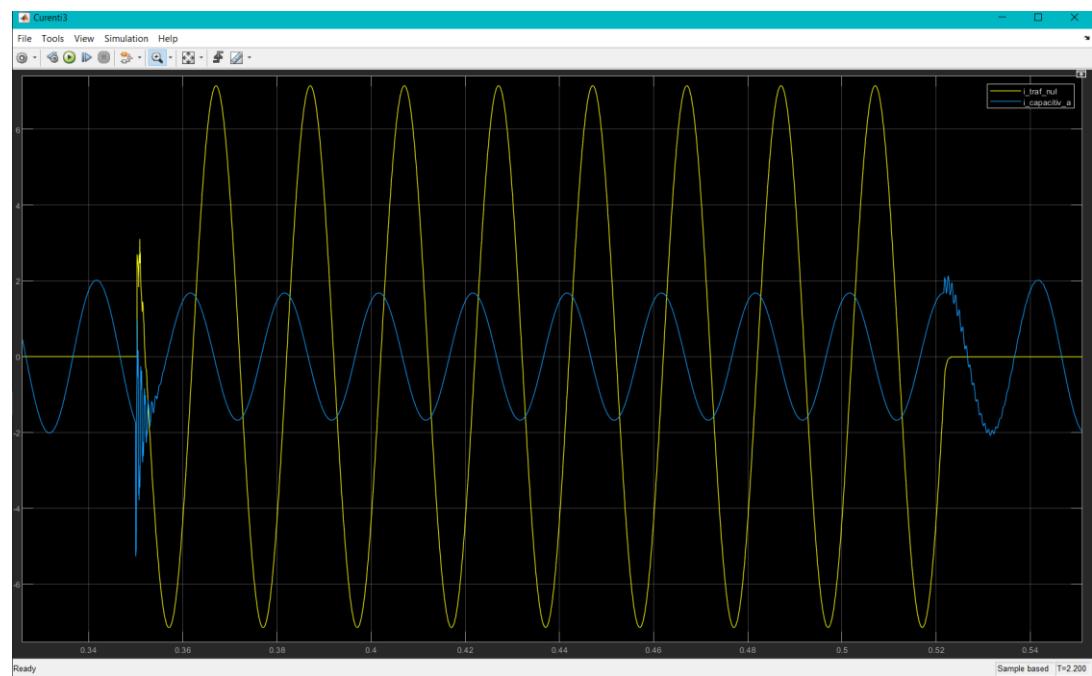


Figure 7. 10 - Currents in the case of neutral point connected by a resistor

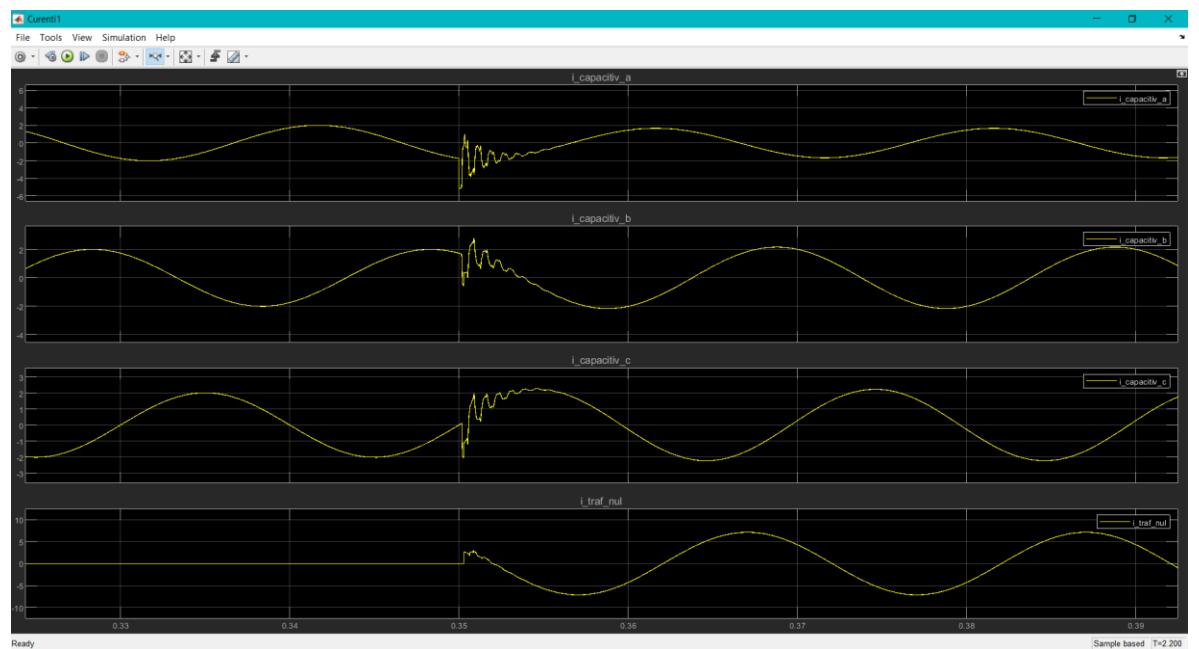


Figure 7. 11 - Transformer neutral point connected by arc suppression coil in parallel with the resistance

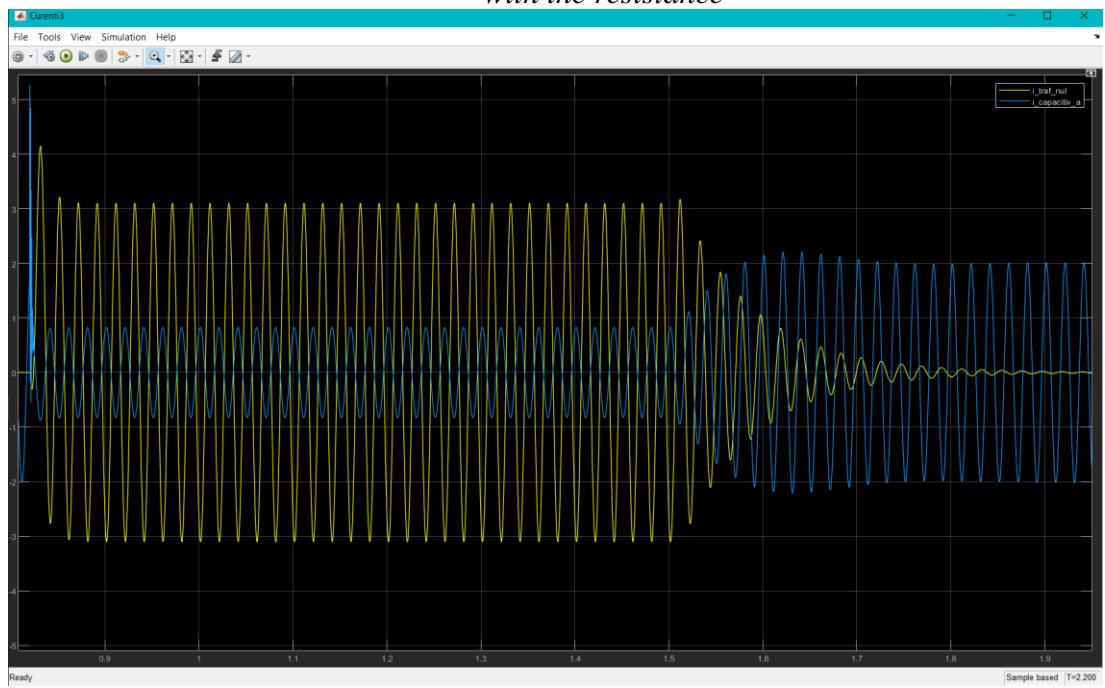


Figure 7. 12 - Currents in the case of neutral point connected by arc suppression coil in parallel with the resistance

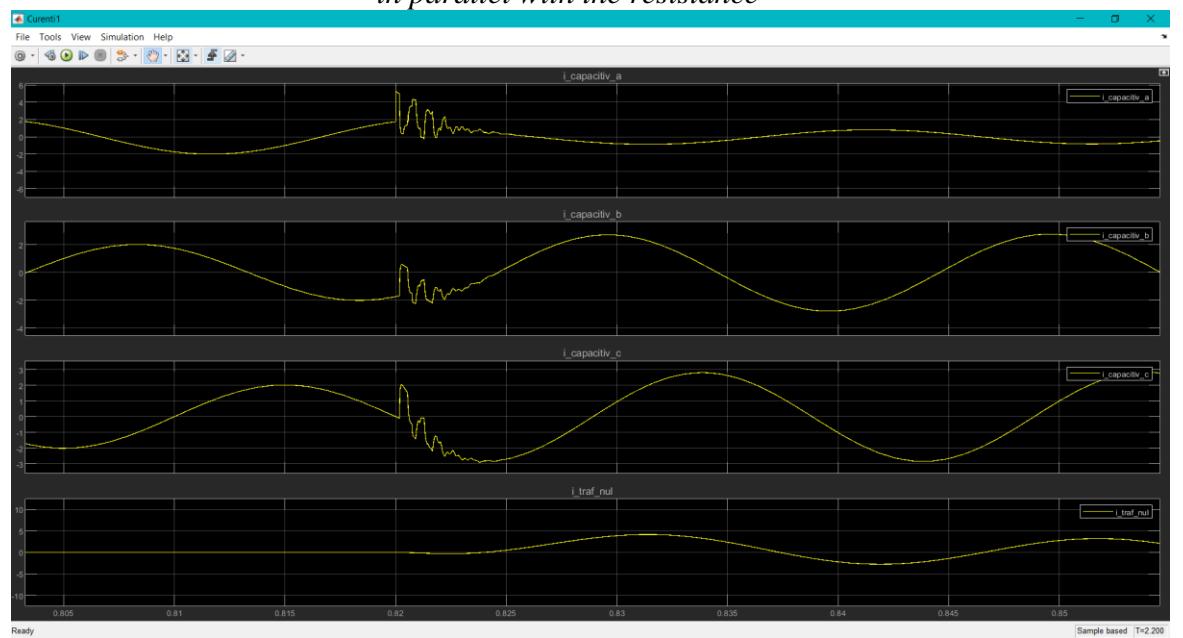


Figura 7. 13 - Currents detailed representation in the case of neutral point connected by arc suppression coil in parallel with the resistance

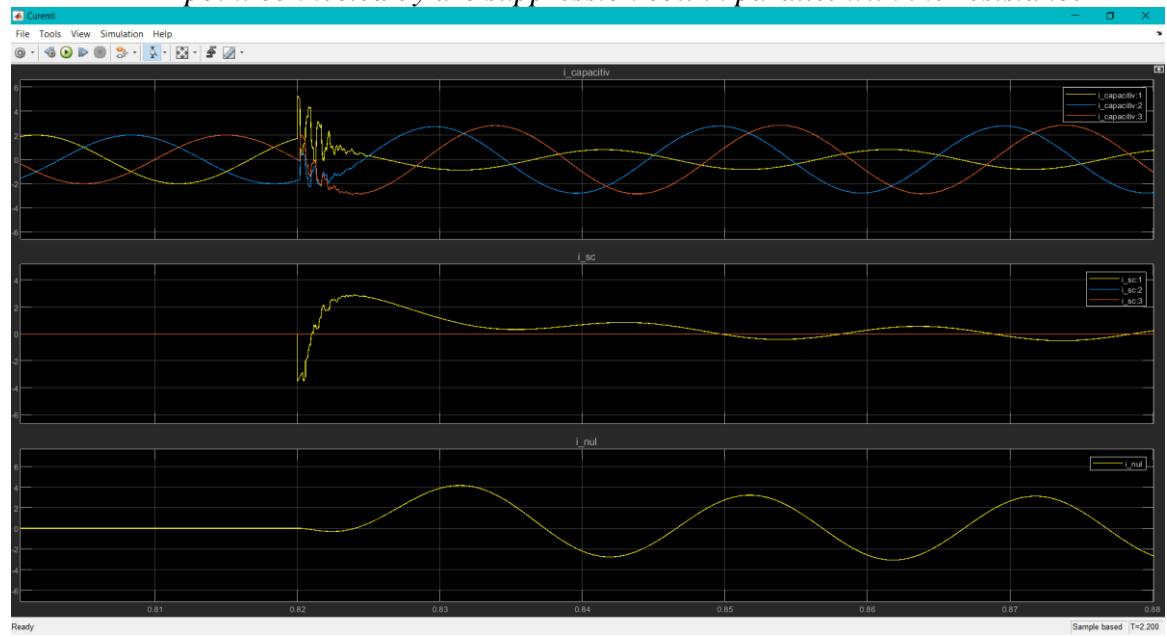
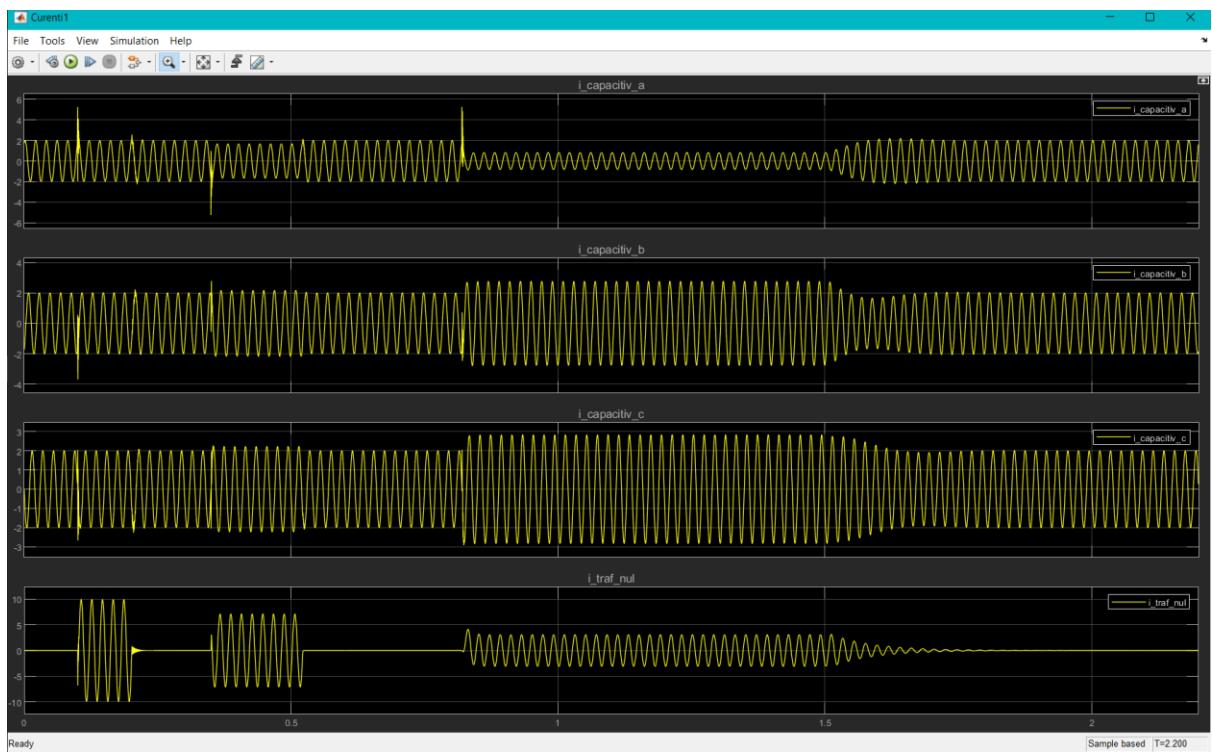


Figure 7. 14 - Comparison of capacitive and null currents between the three types of treatments



8 CONCLUSIONS, ORIGINAL CONTRIBUTIONS AND FURTHER DEVELOPMENTS

Through this thesis I analyzed the optimization of the electrical distribution system having as final goal a “smart” electrical distribution service by modifying the neutral point treatment method in the MV distribution networks and by the intelligent technologies used in the MV and LV networks.

The main scientific contributions I brought by this doctoral thesis are:

- conducting an analysis on the main means of monitoring the electrical distribution network;
- performing a comparative analysis of the methods used to treat the neutral point of MV electrical networks, highlighting the advantages and disadvantages of each method;
- modeling and simulation of neutral point treatment in Simulink;
- methods for limiting the isolation time of a fault in the MV distribution network;
- distribution system optimization methods.

The research undertaken in this doctoral thesis focuses on the treatment of the secondary neutral point of the transformers in the MV distribution networks which represent a reference point for the three-phase voltage system. There are different ways of grounding in MT distribution networks and the reasons for such diversity are mainly historical, because the technical-economic choices that established them were made decades ago. As anticipated in recent years, attention has been focused on the quality and continuity of electrical distribution service and the need to re-evaluate the treatment of neutral point is current, due to significant changes in both the structure of networks and regulations in force. The grounding of the neutral point in a MV network has a direct effect on the fault current, on the transient overvoltages and on the extinguishing/ re-ignition of the electrical arc phenomena, as mentioned in this thesis. Based on these aspects of the electrical network I was able to make a comparison between the various ways of grounding of the neutral point.

Also I presented new challenges for the electrical distribution system, namely the digital transformation of the electrical distribution network and the concept of smart electrical network. The subject is extremely important given that electrical power has become a service, and the continuity and quality of it provided to the customer determines the efficiency of their activities and therefore profit.

Further Development

Smart technologies bring important benefits through better management of the electrical distribution system as well as its remote control, but in the process of integrating them, must be given importance to the final consumer to prevent unwanted events that may affect the activity. The strong presence of electrical producers, especially from renewable sources, can lead to increasing challenges for DOs regarding the management and use of the electrical network. The new network users will be active and passive, which will lead to a radical change in the design of unidirectional energy flows of the electrical distribution system, which from now on will have to ensure a system of management and quality control of services at current standards. The optimization of the electrical distribution system is a theme always developed and studied by DO for an efficient management and a quality service of the electricity. The use of directional fault indicators can be considered a main protection of the MV electrical distribution network. Directionality is therefore a necessary requirement for increasing the selectivity of interventions and for eliminating the problems arising from the reversal of energy flows, improving the quality of the services provided. Overall, the new technologies have clear advantages but also bring possible disadvantages if the implementation is incomplete or defective, especially from the perspective of the current sanctions, from the perspective of which the optimization effort without security of the energy system can create great damage.

In concrete terms, it becomes necessary to re-evaluate the way of treating the neutral point in the MV distribution networks, in order to establish the new type of neutral point treatment, a measure that is the basis for a good optimization of the distribution system.

Another approach aims at implementing automation systems along the MV lines starting from the proven flexibility in the use of fault current indicators.

This doctoral thesis is also a starting point for LV distribution networks that provide electrical power to an impressive number of customers and I find that the amount of information collected from these networks is small and the duration of obtaining information is long and expensive. In order to optimize the network and to obtain the efficiency of the distribution system, it is necessary to continuously monitor the customers with intelligent systems that allow a proper analysis of the consumption. Thus, the implementation of intelligent systems will become a necessity in order to achieve the economic objectives pursued by both DO and the customer which is increasing profit.

SELECTIVE BILIOGRAPHY

- [1] Ivan Strnad, Ivan Višić, Goran Pregrad, Perspectives of the Smart Measuring Unit in Substation Automation Systems - Now and in the Future, PAC World Conference 2018, Sofia, Bulgaria, pp. 1;
- [2] National Communications System, Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems, October 2004, SUA, pp. 4;
- [3] Volker Gsaenger, Managing the Transition to Digital Substations, Germany, pp. 1;
- [4] G. Celli, F. Pilo, Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks, Proc. PICA Conference, 2001, pp. 84;
- [5] V. Allegranza,G. Celli,R. Cicoria,S. Mocci, F. Pilo, An Integrated Tool For Optimal Active Network Planning, CIRED, Barcelona, Spagna, Mai, 2003, pp. 1;
- [6] N. Phuangpornpitaka, S. Tiab, Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System, December 2013, pp. 1;
- [7] Chiara D'Angelo, Modelli di dispacciamento degli impianti di generazione elettrica in presenza di generazione distribuita, Universita degli studi di Padova, Italy, 2017, pp. 12;
- [8] Marco Liserre, Thilo Sauter, John Y. Hung, Future Energy Systems: Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid Through Industrial Electronics, 2010, pp. 1;
- [9] TRANSELECTRICA, Codul tehnic al rețelei electrice de transport, rev. 1, an 2004, pp. 62;
- [10] PE 029/97: Normativ de proiectare a sistemelor informaticice pentru conducerea prin dispecer a instalațiilor energetice din Sistemul Energetic Național, pp. 11;
- [11] IEC 61850 - Standard de comunicație pentru aplicații de control și protecții avansate;
- [12] Alexandru Ujvarosi, Evolution of SCADA systems, Bulletin of the Transilvania University of Brașov, Vol. 9 (58) No. 1, Romania, 2016, pp. 68;
- [13] Jeff Hieb, Security hardened remote terminal units for SCADA networks, University of Louisville, 2008, pp. 10;
- [14] Mohamed Najeh Lakhoud, Mohamed Kamel Jbira, Project Management Phases of a SCADA System for Automation of Electrical Distribution Networks, International Journal of Computer Science Issues, Vol. 9, Issue 2, No 2, March 2012, pp. 159;
- [15] Seppo Hänninen, Matti Lehtonen, Characteristics of earth faults in electrical distribution networks with high impedance earthing, Electric Power Systems Research Volume 44, Issue 3, March 1998, pp. 156;
- [16] IEEE, Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, 2007, pp. 4 -5;
- [17] Janne Altonen, Olavi Mäkinen, Kimmo Kauhaniemi, Kent Persson, Intermittent earth faults—need to improve existing feeder earth fault protection schemes, CIRED, Barcelona, 2003, pp. 1;
- [18] Mohammad Kamrul Hasan, Faham Hossain, Earth Fault Currents in Three Phase systems, Sweden, pp. 10;
- [19] Hengyong Liu, Xiaofu Xiong, Jinjin Ouyang, Xiufen Gong, Yinghua Xie, Jing Li, Study on Decision Method of Neutral Point Grounding Mode for Medium-Voltage Distribution Network, Journal of Power and Energy Engineering, Vol. 2, No. 4, USA, 2014, pp. 657;
- [20] Hrvoje Opačak, Tihomir Čalić, Siniša Jergović, Influence of grounding transformer on ground fault current in MV networks, CIRED, 2017, Iss. 1, pp. 733;
- [21] Joint Working Group B5/C6. 26/CIRED, Protection of Distribution Systems with Distributed Energy Resources, Austria, 2015, pp. 21;

- [21] Jeff Roberts, Dr. Hector J. Altuve, Dr. Daqing Hou, Review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution systems, 2001, pp. 1;
- [23] V. Leitloff, L. Pierrat, R. Feuillet, Study of the Neutral to Ground Voltage in a compensated Power System, ETEP, 2007, pp. 145;
- [24] Bjerkan, E., Venseth, T., Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators. International Conference on Power Systems Transients, Canada, 2005, pp. 1;
- [25] A Wahlroos, J Altonen, Compensated networks and admittance based earth-fault protection, 2011, pp. 4 - 5;
- [26] Fabio Massimo Gatta, Stefano Lauria, Giuseppe Parise, Donato Del Grosso, Performance of the Common Grounding System during ground faults, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2005, pp. 1;
- [27] Toader Dumitru, Lustrea Bucur, Blaj Constantin, Borlea Ioan, Haragus Stefan, A fuzzy approach used in expert system for optimal neutral grounding, Proceedings of the 10th WSEAS International Conference on FUZZY SYSTEMS, Czech Republic, 2009, pp. 122;
- [28] Alberto Cerretti, Giorgio Di Lembo, Giovanni Valtorta, Improvement in the quality supply due to a large introduction of petersen coil in HV/MV substations, International Conference on Electricity Distribution, Italy, 2005, pp. 1;
- [29] David Flores, Handling of Ground Fault in Distribution Networks, December 2009, pp. 1
- [30] Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteanu, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteanu, Neutral point treatment in the medium voltage distribution networks, International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, pp. 349, 346;
- [31] A. Yu. Vasilyeva, A. I. Shirkovets, A. V. Telegin, L. I. Sarin, M. V. Ilinykh, Transient Processes at Single Phase-to-ground Faults in Combined Grounded Networks, Proceedings og the 2011 3rd International Youth Conference on Energetics, Portugal, 2011, pp. 1;
- [32] Gerd Kaufmann, Ramūnas Vaitkevičius, Sensitive ground fault detection in compensated systems (ASC)-What is influencing the sensitivity, 2018, pp.1;
- [33] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Normativului privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor, Indicativ NTE 001/03/00, România, 2003, pp. 96;
- [34] Anna Guldbrand, System earthing, curs, Lund University, Sweden, 2006, pp. 4, pp. 8;
- [35] Sara Romani, Analisi tempo reale di reti attive in media tensione : limiti e vantaggi della simulazione tramite RTDS, Politecnico di Milano, 2015, pp. 75;
- [36] A. Cerretti, F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria, M. Maccioni, G. Valtort, Temporary overvoltages due to ground faults in MV networks, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, 2009, pp. 3;
- [37] Bruno de Oliveira e Sousa, Karol Majer, Martin Celko, Vaclav Prokop, Digitalization in power distribution systems: the digital switchgear, PAC World Conference 2018, Sofia, Bulgaria, pp. 6;
- [38] Riccardo Sgarbossa, Modelli di sistemi di protezione e procedure di selezione automatica del tronco di guasto per reti di distribuzione attive, Universita degli studi di Padova, Italy, 2012, pp 34;
- [39] Jinghan He, Lin Liu, Wenli Li, Ming Zhang, Development and research on integrated protection system based on redundant information analysis. Protection and Control of Modern Power Systems, December, 2016, pp. 6;
- [40] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Raport privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, România, 2010, pp. 5;
- [41] Lothar Heinhold, Power Cables and their Applications, Part 1, pp. 320, 326, 332;

- [42] Stan Zurek, “Qualitative FEM study of proximity loss reduction by various winding configurations- Part I and Part II”, Transformers Magazine, Volume 3, Issue 1, 2016, pp. 72;
- [43] Jordi-Roger Riba, Calculation of the ac to dc resistance ratio of conductive nonmagnetic straight conductors by applying FEM simulations, Journal of Physics, 2015, pp.4;
- [44] CEI 0-16 -Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica, Italy, 2008, pp. 18;
- [45] Enel, Tratarea neutrului în rețelele electrice de medie tensiune, ghid de exploatare, ed. 02, 2010, pp. 9;
- [46] B. Ceresoli, A. Cerretti, E. De Berardinis, A. Gallerani, P. Perna, G. Valtorta, Neutral connection to earth in medium voltage networks: operation experience in Enel, International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Netherlands, 2001, pp. 3;
- [47] Zeno Martini, Guasto a terra di una fase, 2014, pp. 20;
- [48] Electrica, Indicatoare de localizare a defectelor în rețelele electrice de medie tensiune, Specificație tehnică, Romania, 2010, pp. 1;
- [49] <https://www.ti.com/product/MSP430FR5994>;
- [50] Elisa Fallini, Modellazione ed analisi di sistemi interconnessi di distribuzione di alta e media tensione, Politecnico di Torino, 2017, pp. 31;
- [51] Enel, Global Standard, RGDAT-A70, rev. 01, 2016, pp. 11, 40;
- [52] Enel, Sistemul de telecontrol al rețelei de MT unitatea periferică pentru telecontrolul și supervizarea postului de transformare (UP), Specificație tehnică, ed. 02, Romania, 2009, pp. 5;
- [53] Roberto Calone, Alberto Cerretti, Alessandro Fatica, Evolutions of the Fault Locator on MV distribution networks: from simple standalone device, to a sophisticated strategic component of the SMART GRID control system, International conference on electricity distribution, Germany, 2011, pp. 3;
- [54] Enel, Detector direcțional și de măsurare tip RGDM-I interior, precripții pentru construcție și metode de încercare, Specificație tehnică, Romania, 2015, pp. 15 -17;
- [55] Bogdan Kasztenny, Armando Guzmán, Mangapathirao V. Mynam, Titiksha Joshi, Locating Faults Before the Breaker Opens – Adaptive Autoreclosing Based on the Location of the Fault, Conference: Western Protective Relay Conference, At Spokane, WA, October 2017, pp. 1;
- [56] Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Medium voltage networks automation to improve the electrical energy distribution service, International Multidisciplinary Scientific GeoConference, 2019, Bulgaria, pp 319;
- [57] Valentin Dogaru Ulieru, Florin D. Andrei, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Automatizări în rețelele de medie tensiune pentru îmbunătățirea serviciului de distribuție, CNEE 2019, Sinaia, pp. 4;
- [58] Enel, Ghid tehnic pentru telecontrolul posturilor de transformare și IMS de stâlp în rețelele electrice de medie tensiune, Specificație tehnică, Romania, 2008, pp. 42;
- [59] Roberto Calone, Alberto Cerretti, Giorgio Di Lembo, Luca Giansante, An innovative integrated current/voltage sensor for outdoor fault detectors, International Conference on Electricity Distribution, Czech, 2009, pp. 1;
- [60] Alberto Cerretti, Giorgio Scrosati, Lilia Consiglio, Upgrade of Enel MV Network automation to improve performances in presence of faults and to deal DG, International Conference on Electricity Distribution, Germany, 2011, pp. 1;
- [61] Marc Lacroix Eng., M. Eng., eMcREY, Integrating connected homes to SmartGrid Opportunities and challenges, PACWorld Europe, Sofia 2018, pp. 1;

- [62] Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice -PE 116/84, pag 101;
- [63] Roberto Calone, Alberto Cerretti, Fabio M. Gatta, Alberto Geri, Stefano Lauria Marco Maccioni, Abnormal ground fault overvoltages in MV networks: analyses and experimental tests, International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 2011, pp. 4;
- [64] A. Cerretti, F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria, M. Maccioni, G. Valtorta, Ground Fault Temporary Overvoltages in MV Networks: Evaluation and Experimental Tests, IEEE, May, 2012, pp. 3;
- [65] Trench Austria GMBH, Earthfault Protection Earthfault Protection System EFD20- Instruction manual, version 1. 8, 2009, pp. 37;
- [66] Yang Chun-wen, Wang Ming-hui,Jing Liting, Li Ling-ling, MATLAB Power System Simulation of Resonant Grounding Fault, Energy Procedia, Volume 17, part B, 2012, pp. 1761;
- [67] Paul Mihai Mircea,Ion Marin, Ion Mircea, Denisa Rusinaru, Doru Ursu, Gabriel Cosmin Buzatu, Marian Ciontu, Cristian Bratu, Impact analysis of changing the neutral treatment solution in an MV electrical station on the system performance, MATEC Web of Conferences 210, Spain, 2018, pp. 5;
- [68] Alex Enrique Castro Gómez, Feasibility for the introduction of current limiting impedance for a previously solid grounded medium voltage distribution network, Politecnico di Milano, 2016, pp. 40;
- [69] Florin D. Andrei, Valentin Dogaru Ulieru, Ioan C. Salisteau, Otilia Nedelcu, Bogdan Salisteau, Calitatea energiei electrice în rețelele electrice de medie tensiune, CEE 2019, Targoviste, pp. 117;
- [70] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Rapoarte Nationale ANRE 2017, România, 2018, pp. 23 - 25;
- [71] Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Raport privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție -2018, România, 2019, pp. 30 - 38;
- [72] Eugenio Di Marino, Fulvio La Rocca, Giovanni Valtorta, Bruno Ceresoli, Change of neutral earthing of MV networks from isolated to connected to ground through impedance: operation results and transition managemen, 17th International Conference on Electricity Distribution Barcelona, 12-15 May 2003, pp. 2 - 3;
- [73] Alberto Cerretti,Giorgio Di Lembo, Giorgio Di Primio, Angelo Gallerani, Giovanni Valtorta, Automatic fault clearing on MV networks with neutral point connected to ground through impedance, International Conference on Electricity Distribution, Spain, 2003, pp. 4;
- [74] Danila Kochura, Igor Tsivilyov, Leonid Sarin, Influence of Neutral Grounding Method on Voltage Unbalance in 10 kV Network With Cable Lines and Overhead Lines, Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, 2014, pp. 3.



Curriculum vitae Europass



Personal information

First name / Surname

Andrei Florin-Dumitru

Address(es)

Pandurilor Street, no. 2, Bl. 25 A, Ap.11, Et.2, Târgoviște City, Dambovița County,
postal code 130154 Romania

Telephone

Mobile: +40724398610

E-mail

and82y@yahoo.com
florin-dumitru.andrei@e-distributie.com

Nationality

Romanian

Date of birth

12.01.1982

Gender

Male

Locul de muncă vizat / Domeniul ocupațional

Power System Engineer

Work experience

Dates

July 2012 - Present

Occupation or position held

Medium Voltage Network Dispatcher – DEDLB (Bucharest Local Energy Distribution Dispatcher)

Name and address of employer

E-Distribution Muntenia – Bucharest, Street Ion Mihalache, No. 41- 43

Type of business of sector

Command, Monitoring and Operational Planning IT - MT Network Muntenia

Main activities and responsibilities

I ensure the operative management of the MV installations for which I am authorized, I order the movement / operative teams of UO-MTJT Bucharest in the field, I carry out activities related to the monitoring of the electrical network, I lead the maneuvers to eliminate incidents and damages or to prevent them.

Dates

April 2009 - July 2012

Occupation or position held

Engineer

Name and address of employer

Enel Distribution Muntenia – Bucharest, Street Ion Mihalache, No. 41-43

Type of business of sector

Direktorate of Engineering, Unification and Remote Management Systems

Main activities and responsibilities	I participated with the staff of the Engineering Department Rome (Italy) in the study of new technologies in the field of remote control, protection and automation in distribution networks in the South Muntenia; I participated in the development and implementation of remote control systems, protections and automation of electrical networks and their connection and installation schemes, I took care of the reception and the correct commissioning; I participated in the development of support applications for the operation and functional verifications of remote management systems; I participated in the development of support applications for the operation and functional verifications of remote management systems;
Dates	December 2006 - April 2009
Occupation or position held	Engineer
Name and address of employer	Electrica Muntenia South – Bucharest, Street Ion Mihalache, No. 41-43
Type of business of sector	PRAM Section 110 kV, MV and LV, Process Informatics and Telecommunications
Main activities and responsibilities	I participated in the analysis and follow-up of events occurring in the stations operating the distribution network Bucharest, I participated in the verification of the assembly construction works related to the specific installations of PRAM unit in terms of quality and compliance with the projects prepared, I checked the plans and settings of protections and automation in units operating the PRAM;
Education and training	
Dates	October 2015 – Present
Title of qualification awarded	PhD
Principal subjects/occupational skills covered	Engineering Sciences / Electrical Engineering
Name and type of organisation providing education and training	University Valahia of Târgoviște
Level in national or international classification	ISCED 8
Dates	October 2007 – July 2008
Title of qualification awarded	Master's Degree Electronics and Telecommunications Engineering
Principal subjects/occupational skills covered	Modern telecommunication systems, processing and transmission of information
Name and type of organisation providing education and training	University Valahia of Târgoviște – Faculty of Electrical Engineering
Level in national or international classification	Master Studies
Dates	ISCED 7
Title of qualification awarded	2000 – 2005
Principal subjects/occupational skills covered	Diplomated engineer / Power Systems Engineering
Name and type of organisation providing education and training	Electrical and electronic measurements, Energy conversion, Computer aided design of electrical networks, Electrical networks, Stations and substations transformer, electric drives
Level in national or international classification	University Valahia of Târgoviște – Faculty of Electrical Engineering
Dates	Bachelor Studies
Title of qualification awarded	ISCED 6
Principal subjects/occupational skills covered	
Name and type of organisation providing education and training	
Level in national or international classification	

Personal skills and competences																																													
Mother tongue	Romanian																																												
Other languages																																													
Self-assessment																																													
<i>European level (*)</i>																																													
	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Understanding</th> <th colspan="2">Speaking</th> <th colspan="2">Writing</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Listening</th> <th colspan="2">Reading</th> <th colspan="2">Spoken interaction</th> <th colspan="2">Spoken production</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> </tr> <tr> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> <td>B2</td><td>Independent User</td> </tr> <tr> <td>A2</td><td>Basic User</td> <td>A2</td><td>Basic User</td> <td>A2</td><td>Basic User</td> <td>A2</td><td>Basic User</td> <td>A2</td><td>Basic User</td> </tr> </tbody> </table>	Understanding		Speaking		Writing		Listening		Reading		Spoken interaction		Spoken production		B2	Independent User	A2	Basic User																										
Understanding		Speaking		Writing																																									
Listening		Reading		Spoken interaction		Spoken production																																							
B2	Independent User	B2	Independent User	B2	Independent User	B2	Independent User	B2	Independent User																																				
B2	Independent User	B2	Independent User	B2	Independent User	B2	Independent User	B2	Independent User																																				
A2	Basic User	A2	Basic User	A2	Basic User	A2	Basic User	A2	Basic User																																				
Italian																																													
English																																													
French																																													
Social skills and competences	Leadership skills, distributive attention, attention to detail, emotional stability, oral and written communication skills, the ability to share experience and knowledge gained,																																												
Organisational skills and competences	Ability to analyze and synthesize in information evaluation, logical thinking, speed of reaction, ability to develop and implement a project, ability to coordinate work teams, ability to take initiative and respond positively in crisis situations, work organization and working time, delegation and setting priorities.																																												
Technical skills and competences	Engineering design skills; Authorized for the position Chief Shift MV Network Dispatcher DEDL (Bucharest Local Energy Distribution Dispatcher); Technical skills related to electrical equipment for electricity distribution and information technology; ANRE Gr III A + B authorization.																																												
Attestation and awards	Training course in the field of occupational safety; Course "Thinking for solutions"; Course "Specialization in automatic equipment for lighting networks"																																												
Computer skills and competences	AutoCAD, MathCad, MS Office Suite (Excel, Powerpoint, Word, Acces and Outlook) Hardware knowledge																																												
Driving license	B Category																																												
More informations	Married, 3 children																																												