



Modelização de Defeitos à Terra Intermitentes

Bernardo Vieira Matos

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em:

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientadores:

Prof^a. Doutora Maria Teresa Nunes Padilha de Castro Correia de Barros

Prof. Doutor André Quaresma dos Santos

Júri

Presidente: Prof^a Célia Maria Santos Cardoso de Jesus

Orientador: Prof. André Quaresma dos Santos

Vogais: Eng. Rui Dias Jorge

Maior 2023

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

Primeiramente, este trabalho não teria sido possível sem a ajuda e infinita paciência tanto do Professor André como da Professora Teresa, a quem gostaria de agradecer por tudo.

Estou também muitíssimo grato pelo suporte e motivação para comigo, durante a duração deste trabalho, assim como durante todos os anos que estivemos juntos, por parte da minha querida Cláudia.

Aos meus amigos e colegas de curso por estarem ao meu lado, todos estes anos, aqui no Instituto. Diogo, Rui e Tiago.

Finalmente, gostaria de agradecer aos meus pais e a toda a minha família, direta e adotada, por acreditarem em mim.

Obrigado.

Resumo

Nas últimas décadas tem vindo a aumentar a atenção dada ao estudo dos defeitos intermitentes sendo que está cada vez a ser mais reconhecida a importância de uma melhor qualidade de serviço por parte dos operadores de rede. Detetar seletivamente este tipo de defeitos resulta na possibilidade da resolução dos mesmos e assim obter uma melhor qualidade da onda de tensão e prever que se tornem permanentes, causando maiores danos aos componentes da rede.

Neste trabalho, para o estudo de defeitos intermitentes são apresentadas três metodologias. A primeira metodologia “Metodologia A - Componentes Simétricas - Solução Analítica”, como o nome indica, visa a utilização do método das componentes simétricas para o estudo analítico do defeito monofásico no regime transitório e permanente, através do esquema equivalente do defeito monofásico em componentes simétricas. Na segunda metodologia, “Metodologia B - Componentes Simétricas Solução EMTP”, é simulado o esquema equivalente estabelecido, no EMTP (Electromagnetic Transients Program), permitindo remover algumas das limitações da solução analítica. Na terceira metodologia, “Metodologia C - Solução Direta EMTP”, os defeitos são simulados no EMTP, utilizando os modelos presentes no programa. As três metodologias são comparadas entre si, através da sua aplicação a um caso de estudo.

Como caso de estudo são utilizadas duas redes elétricas, de diferentes tamanhos, para o estudo da influência do tamanho da rede, nas correntes e tensões de defeito. Similarmente, são também estudados defeitos intermitentes considerando três regimes de neutro distintos e documentadas as propriedades dos mesmos.

No defeito intermitente, para os três regimes de neutro, obtiveram-se resultados muito próximos com as metodologias B e C. O que indica que com a metodologia B é viável para analisar defeitos intermitentes, para além disso é cerca de três vezes mais rápida a simulação, devido à simplicidade em relação à Metodologia C. Portanto, para estudos em que não seja tão relevante a análise de altas frequências, mas sim os valores de pico para a tensão e corrente durante o defeito intermitente, o uso da Metodologia B - Componentes Simétricas solução EMTP, pode ser o mais indicado.

Abstract

In recent decades, the attention given to the study of intermittent faults has been increasing, and the importance of a better quality of service by network operators is ever more being recognized. Selectively detecting this type of fault results in the possibility of resolving them and thus obtaining a better voltage wave quality and also preventing them from becoming permanent, causing greater damage to network components.

In this work, for the study of intermittent faults three methodologies were developed. The first methodology "Methodology A - Symmetrical Components - Analytical Solution", as the name implies, aims to use the method of symmetrical components for the analytical study of the single-phase fault in the transient and steady-state, through the equivalent circuit for the single-phase fault in symmetrical components. In the second methodology, "Methodology B - Symmetrical Components EMTP Solution", the established equivalent circuit is simulated in the EMTP (Electromagnetic Transients Program), allowing to surpass some of the restrictions of the analytical solution. In the third methodology, "Methodology C - Direct Solution EMTP", the faults are simulated in EMTP, using the models present in the program. The three methodologies are compared among themselves, through their application to a case study.

As a case study, two electrical networks of different sizes are used to study the influence of network size on fault currents and voltages. Likewise, intermittent faults are also analyzed considering three distinct neutral grounding systems and their properties are documented.

In the intermittent fault, for the three neutral systems, very similar results were obtained with methodologies B and C. Which indicates that Methodology B is feasible to analyze intermittent faults, in addition, it is about three times faster in terms of simulation time, due to its simplicity relative to Methodology C. Therefore, for studies in which the analysis of high frequencies is not so relevant, but the most important are the values for voltage and current during the intermittent fault, the use of Methodology B - Symmetric Components EMTP solution, may be the most suitable.

Índice

Lista de Figuras.....	G
Lista de Tabelas	L
Lista de Abreviaturas	L
Capítulo 1 Introdução.....	1
Capítulo 2 Conceitos Base.....	3
2.1 Arco Eléctrico Intermitente	3
2.2 Princípios Básicos do Cálculo do Curto-circuito Fase-Terra.	5
Capítulo 3 Abordagem do Problema	8
3.1 Metodologia A – Componentes Simétricas Solução Analítica.....	8
3.2 Metodologia B – Componentes Simétricas Solução EMTP	8
3.3 Metodologia C – Solução Direta EMTP	8
Capítulo 4 Caso de Estudo e Modelos.....	10
4.1 Caso de estudo - Rede Eléctrica.....	10
4.2 Modelos e Valores Utilizados.....	10
4.2.1 Modelos e Valores dos Componentes da Rede Eléctrica.....	10
4.2.2 Modelo do Defeito Intermitente.....	14
Capítulo 5 Regime de Neutro Isolado	15
5.1 Propriedades do Regime de Neutro Isolado	15
5.2 Neutro Isolado – Metodologia A	19
5.3 Neutro Isolado - Metodologia B	26
5.4 Neutro Isolado - Metodologia C.....	30
Capítulo 6 Regime de neutro Impedante	37
6.1 Propriedades do Regime de Neutro Impedante.....	37
6.2 Neutro Impedante – Metodologia B.....	39
6.3 Neutro Impedante – Metodologia C	43
Capítulo 7 Regime de Neutro Ressonante	47
7.1 Propriedades do Regime de Neutro Ressonante	47
7.2 Neutro Ressonante – Metodologia B	48
7.3 Neutro Ressonante – Metodologia C.....	52
Capítulo 8 Conclusão.....	55
Futuras Ideias	56

Anexo 1. Cálculo dos Parâmetros Elétricos da Linha.....	i
Anexo 2. Figuras Ampliadas	i
Anexo 3. Código Matlab.....	i
Bibliografia.....	xi

Lista de Figuras

Figura 2-1. Circuito Eléctrico: Gerador equivalente de Thévenin, Impedância de Thévenin, e Arco Eléctrico. Adaptado de [10].	4
Figura 2-2. Característica E(I), do arco eléctrico. Retirado de [10].	4
Figura 2-3. Exemplo de um defeito intermitente. Corrente Homopolar (Vermelho) e Tensão Homopolar (Azul). Linha trifásica 132kV, 50Hz, com Regime de Neutro Ressonante. Retirado de [3].	5
Figura 2-4. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas.	7
Figura 4-1. Rede Eléctrica - Caso de Estudo. Rede Reduzida, apenas a Linha 16. Rede Completa, todas as linhas, L1-L16.	10
Figura 4-2. Geometrias das Linhas do Caso de Estudo, (a) Galhardete, (b) Triângulo.	11
Figura 4-3. Esquema Equivalente da Linha em π .	11
Figura 4-4. Esquema do Gerador equivalente.	12
Figura 4-5. Esquema Equivalente Aproximado do Transformador YNd1 em Componentes Simétricas. Componente Homopolar (i). Componente Direta e Inversa (ii).	13
Figura 4-6. Esquema Equivalente Aproximado do Transformador Dny1 em Componentes Simétricas. Componente Homopolar (i). Componente Direta e Inversa (ii).	13
Figura 4-7. Esquema Equivalente do Transformador ZigZag para a Componente Homopolar.	13
Figura 4-8. Esquema Equivalente da Bobina de Peterson para a Componente Homopolar.	13
Figura 4-9. Esquema da simulação da intermitência. EMTP.	14
Figura 4-10. Sinal 1 - Saída do Gerador de Sinais, $f=22.47\text{Hz}$. Sinal 2 - Saída do Comparador de Sinais. EMTP.	14
Figura 5-1. Representação do Defeito Monofásico com Regime de Neutro Isolado.	15
Figura 5-2. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Isolado.	15
Figura 5-3. Modelo da Componentes Homopolar da Linha. (i) Em L. (ii) Em π .	16
Figura 5-4. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Regime de Neutro Isolado. A unidade é a corrente capacitiva homopolar, $I\Delta C0$.	17
Figura 5-5. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Isolado considerando apenas a capacidade homopolar da linha.	18
Figura 5-6. Fasores das Tensões de fase, Pré-Defeito (a), Pós-Defeito (b).	18
Figura 5-7. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas com Regime de Neutro Isolado: (i) Componentes simétricas das impedâncias dos componentes da rede. (ii) Parâmetros concentrados R, L e C.	19
Figura 5-8. Corrente de Defeito para o Regime de Neutro Isolado. - Metodologia A - Rede Reduzida – Valor Máximo 23.29A, Pico em regime Permanente 1.01A, $1/\beta = 4.7\text{ms}$, $f_n = 1257\text{Hz}$, $\psi = 81.34^\circ$. Matlab....	22
Figura 5-9. Diagrama indicativo dos Fasores das Componentes Simétricas Forçadas das Tensões. $V0f =$ $12.27e - j90^\circ kV$, $V1f = 12.24ej89.96^\circ kV$, $V2f = 9.66ej20.57^\circ V$, $I0f = 0.334ej0^\circ A$. - Matlab.....	24
Figura 5-10. Diagrama indicativo dos Fasores da Componente Forçada das Tensões de Fase. $Vaf =$ $32.91e - j56.65^\circ V$, $Vbf = 21.23ej119.99^\circ kV$, $Vcf = 21.22ej60.04^\circ kV$, $VNf = 12.27ej90^\circ kV$, $Iaf =$ $1.004ej0^\circ A$. - Matlab.....	25

Figura 5-11. Componentes Simétricas das Tensões – Metodologia A – Rede Reduzida- $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. Valor Máximo $V_0 = 15.86kV$, $V_1 = -14.02kV$, $V_2 = 2.01kV$. Pico Permanente $V_0 = 12.27kV$, $V_1 = 12.24kV$, $V_2 = 9.66V$. – Matlab.	25
Figura 5-12. Tensões de Fase, Regime de Neutro Isolado – Metodologia A – Rede Reduzida - $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. Valor Máximo $V_a = 0.65kV$, $V_b = 22.43kV$, $V_c = 25.68kV$. Pico Permanente $V_a = 32.99V$, $V_b = 21.24kV$, $V_c = 21.24kV$. – Matlab.	26
Figura 5-13. Esquema das Componentes Simétricas, Regime de Neutro Isolado. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.	26
Figura 5-14. Comparação da Corrente de Defeito obtida com Metodologia A e Metodologia B. – Rede Reduzida - $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. Valor Máximo 23.29A, Pico Permanente 1.01A. Matlab.	27
Figura 5-15. Comparação das Componentes Simétricas das Tensões obtidas com a Metodologia A e Metodologia B. Rede Reduzida - Para ambos: Valor Máximo: $V_0 = 15.86kV$, $V_1 = -14.02kV$, $V_2 = 2.01kV$. Pico Permanente $V_0 = 12.28kV$, $V_1 = 12.24kV$, $V_2 = 9.66V$. $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. – Matlab.	27
Figura 5-16. Condensadores Homopolares representativos das Linhas 1 a 16, Metodologia B – EMTP.	28
Figura 5-17. Corrente de Defeito com a Rede Completa - Metodologia B – Valor Máximo: 54.55A, Pico permanente 6.31A – $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 90^\circ$, - EMTP.	29
Figura 5-18. Componentes Simétricas das Tensões, Rede Completa – Metodologia B – Regime de Neutro Isolado. Valor Máximo: $V_0 = 14.99kV$, $V_1 = -13.33kV$, $V_2 = 2.02kV$. Pico Permanente: $V_0 = 12.29kV$, $V_1 = 12.27kV$, $V_2 = 60.75V$. $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 90^\circ$. EMTP.	29
Figura 5-19. Parte Superior: Tensão homopolar. Parte Inferior: Corrente de Defeito Intermitente, Regime de Neutro Isolado - Metodologia B. Rede Completa - EMTP.	30
Figura 5-20. Rede reduzida - Metodologia C - EMTP.	31
Figura 5-21. Comparação da Corrente de Defeito obtida com a Metodologia B e C. Rede Reduzida – Metodologia B: $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.31^\circ$. Valor Máximo: 23.29A, Pico Permanente 1.07A. Metodologia C: $1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1634Hz$, $\psi = 90.06^\circ$. Valor Máximo: 34.19A, Pico Permanente 1.05A. EMTP.	32
Figura 5-22. Comparação de Tensões de Fase, medidas no Barramento 15, Ponto de Defeito, Rede reduzida – Metodologia A e C. Rede Reduzida – Metodologia A: - $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.31^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 0.65kV$, $V_b = 22.43kV$, $V_c = 25.68kV$. Pico Permanente $V_a = 50.24V$, $V_b = 21.24kV$, $V_c = 21.24V$. Metodologia C: $1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1634Hz$, $\psi = 90.06^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 0V$, $V_b = 27.03kV$, $V_c = 29.53kV$. Pico Permanente $V_a = 0V$, $V_b = 21.24kV$, $V_c = 21.25V$. - Matlab.	32
Figura 5-23. Tensões de Fase, medidas no Barramento A, Rede reduzida - Metodologia C - $1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1634Hz$, $\psi = 90.06^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 1.33kV$, $V_b = 33.54kV$, $V_c = 35.19kV$. Pico Permanente $V_a = 58.17V$, $V_b = 21.23kV$, $V_c = 21.29V$. EMTP.	33
Figura 5-24. Rede Completa - Metodologia C - EMTP.	33
Figura 5-25. Comparação da Corrente de Defeito para a Rede Completa, obtida com a Metodologia B (Vermelho) e C (Azul) – Metodologia B: – Valor Máximo: 54.55A, Pico permanente 6.31A -- $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 90^\circ$. Metodologia C: – Valor Máximo: 58.74A, Pico permanente 6.32A -- $1/\beta = 5.0ms$, $f_n = 467Hz$, $\psi = 87.90^\circ$ EMTP.	34

Figura 5-26. Tensões de Fase, no barramento 15. Fase A (vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa - Metodologia C - $1/\beta = 5.0\text{ms}$, $f_n = 491\text{Hz}$, $\psi = 87.90^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 0\text{V}$, $V_b = 22.37\text{kV}$, $V_c = 29.13\text{kV}$. Pico Permanente $V_a = 0\text{V}$, $V_b = 21.21\text{kV}$, $V_c = 21.37\text{V}$. EMTP.....	34
Figura 5-27. Tensões de Fase, no Barramento A. Fase A (vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa - Metodologia C - $1/\beta = 5.0\text{ms}$, $f_n = 491\text{Hz}$, $\psi = 87.90^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 10.85\text{kV}$, $V_b = 24.52\text{kV}$, $V_c = 31.37\text{kV}$. Pico Permanente $V_a = 0.23\text{kV}$, $V_b = 21.24\text{kV}$, $V_c = 21.43\text{V}$. EMTP.	35
Figura 5-28. Rede em Estudo Completa, com o Interruptor Controlado, Regime de Neutro Isolado - Metodologia C - EMTP.....	35
Figura 5-29. Comparação do Defeito Intermitente. Parte Superior, Tensão da fase A, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C(Azul) no Barramento 15, Ponto de Defeito. Parte Inferior, Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) – EMTP.	36
Figura 5-30. Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Azul), Metodologia C (Vermelho), Regime de Neutro Isolado - EMTP.....	36
Figura 6-1. Representação do Defeito Monofásico com Regime de Neutro Impedante.	37
Figura 6-2. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Impedante.	37
Figura 6-3. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Regime de Neutro Impedante.	38
Figura 6-4. Esquema das Componentes Simétricas, Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.	39
Figura 6-5. Corrente de Defeito, Rede Reduzida. Regime de Neutro Impedante - Metodologia B – $1/\beta = 2.6\text{ms}$, $f_n = 3311\text{Hz}$, $\psi = -39.70^\circ$. Primeiro Pico: -248.09A , Pico em regime Permanente 331.34A . EMTP.	39
Figura 6-6. Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante. Parte superior: Tensão na fase A, no Ponto de Defeito, $V_a = 0\text{V}$. Parte Inferior: Componentes Simétricas das Tensões, Valor Máximo: $V_0 = 16.53\text{kV}$, $V_1 = -14.39\text{kV}$, $V_2 = 6.12\text{kV}$. Pico em regime Permanente: $V_0 = 6.62\text{kV}$, $V_1 = 9.31\text{kV}$, $V_2 = 3.20\text{kV}$. $1/\beta = 2.6\text{ms}$, $f_n = 3311\text{Hz}$, $\psi = -39.70^\circ$. EMTP.....	40
Figura 6-7. Esquema do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Rede Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia B - EMTP.....	40
Figura 6-8. Comparação da Corrente de Defeito da Rede em estudo Completa (Vermelho), e Rede reduzida (Azul) - Metodologia B – Rede Reduzida: $1/\beta = 2.6\text{ms}$, $f_n = 3311\text{Hz}$, $\psi = -39.70^\circ$. Primeiro Pico: 248.09A , Pico em regime Permanente 334.48A . Rede Completa: $1/\beta = 3.8\text{ms}$, $f_n = 3663\text{Hz}$, $\psi = -41.09^\circ$. Primeiro Pico: 244.45A , Pico em regime Permanente 336.71A . - EMTP.....	41
Figura 6-9. Corrente de Defeito da Rede Completa. Regime de Neutro Impedante. Metodologia B. Corrente de defeito livre (Vermelho), Corrente de defeito forçada (Azul) e Corrente de defeito (Verde).....	41
Figura 6-10. Rede Completa – Metodologia B - Componentes Simétricas das Tensões no Barramento 15, Valor Máximo: $V_0 = 17.99\text{kV}$, $V_1 = -14.12\text{kV}$, $V_2 = 6.12\text{kV}$. Pico Permanente: $V_0 = 6.67\text{kV}$, $V_1 = 9.34\text{kV}$, $V_2 = 3.23\text{V}$. $1/\beta = 3.8\text{ms}$, $f_n = 3663\text{Hz}$, $\psi = -41.09^\circ$. EMTP	42
Figura 6-11. Parte Superior: Tensão Fase A no Barramento 15. Parte inferior: Corrente de Defeito Intermitente, com Regime de Neutro Impedante - Metodologia B - EMTP.....	42
Figura 6-12. Representação do Caso de estudo apenas com a Linha 16, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - EMTP.....	43

Figura 6-13. Comparação da Corrente de Defeito obtida com a Metodologia B (Azul) e Metodologia C (Vermelho), Regime de Neutro Impedante -Metodologia B: $1/\beta = 2.6ms$, $fn = 3311Hz$, $\psi = -39.70^\circ$. Primeiro Pico: -248.09A, Pico Permanente 334.48A. Metodologia C: $-1/\beta = 2.1ms$, $fn = 4049Hz$, $\psi = -40.37^\circ$. Primeiro Pico: -251.57A, Pico Permanente 332.52A. EMTP.....	43
Figura 6-14. Tensões de Fase no Barramento 15, A (Vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - Valor Máximo: $Va = 0V$, $Vb = 25.58kV$, $Vc = 26.65kV$. Pico Permanente: $Va = 0V$, $Vb = 16.71kV$, $Vc = 11.91kV$. $1/\beta = 2.1ms$, $fn = 4049Hz$, $\psi = -40.37^\circ$. - EMTP.	44
Figura 6-15. Tensões de Fase no Barramento A, Fase A (Vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - Valor Máximo: $Va = -19.82kV$, $Vb = 20.40kV$, $Vc = 20.77kV$. Pico Permanente: $Va = 11.46kV$, $Vb = 13.20kV$, $Vc = 11.95kV$. $1/\beta = 2.1ms$, $fn = 4049Hz$, $\psi = -40.37^\circ$. EMTP.....	44
Figura 6-16. Representação do Rede em Estudo Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - EMTP.....	45
Figura 6-17. Comparação da Corrente de Defeito para a Rede Completa, obtida com a Metodologia C (Vermelho) e Metodologia B (Azul) - Regime de Neutro Impedante – Metodologia B: $1/\beta = 2.8ms$, $fn = 3663Hz$, $\psi = -41.09^\circ$. Primeiro Pico: 244.45A, Pico Permanente 336.71A. Metodologia C: $1/\beta = 2.8ms$, $fn = 4201Hz$, $\psi = -40.94^\circ$. Primeiro Pico: 244.51A, Pico Permanente 329.90A EMTP.	45
Figura 6-18. Parte Superior, Tensão da fase A, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) no Barramento 15, Ponto de Defeito. Parte Inferior, Corrente de Defeito Intermitente , Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) -Regime de Neutro Impedante. - EMTP.....	46
Figura 7-1. Representação do Defeito Monofásico com Regime de Neutro Ressonante.	47
Figura 7-2. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas com Regime de Neutro Ressonante.	47
Figura 7-3. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Ressonante.	48
Figura 7-4. Esquema das Componentes Simétricas, Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.	48
Figura 7-5. Corrente de Defeito, Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B – $1/\beta = 3.6ms$, $fn = 1739Hz$. Valor Máximo: 34.60A, Pico Permanente 0.03A. EMTP.	49
Figura 7-6. Rede Reduzida. Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B. Parte Superior: Componentes Simétricas das Tensões no Ponto de Defeito, Valor Máximo: $V0 = 14.90kV$, $V1 = -13.23kV$, $V2 = 2.02kV$. Pico Permanente: $V0 = 12.25kV$, $V1 = 12.25kV$, $V2 = 4.64V$. $1/\beta = 3.6ms$, $fn = 1739Hz$. Parte inferior: Tensão na fase A, no Barramento 15, $Va = 0V$. EMTP.....	49
Figura 7-7. Esquema do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B - EMTP.....	50
Figura 7-8. Corrente de Defeito, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B – $1/\beta = 4.8ms$, $fn = 490Hz$. Valor Máximo: 54.40A, Pico em regime Permanente 0.01A. - EMTP.....	50
Figura 7-9. Rede Completa. Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B. Parte Superior: Componentes Simétricas das Tensões, Valor Máximo: $V0 = 14.99kV$, $V1 = -13.33kV$, $V2 = 2.02kV$. Pico Permanente:	

$V_0 = 12.28kV, V_1 = 12.27kV, V_2 = 60.75V. 1/\beta = 4.8ms, f_n = 490Hz.$ Parte Inferior: Tensão na fase A, no Ponto de Defeito, $V_a = 0V.$ EMTP.	51
Figura 7-10. Parte Superior: Tensão na fase A. Parte Inferior: Corrente de Defeito Intermitente, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B - EMTP.....	51
Figura 7-11. Representação da Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia C - EMTP.....	52
Figura 7-12. Comparação da Corrente de Defeito, Rede Reduzida, obtida com a Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul), Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B: $- 1/\beta = 3.6ms, f_n = 1739Hz.$ Valor Máximo: 34.60A, Pico Permanente 0.03A. Metodologia C: $- 1/\beta = 3.4ms, f_n = 1656Hz,$ Valor Máximo: 34.07A, Pico Permanente 0.01A. – EMTP.	52
Figura 7-13. Comparação da Corrente de Defeito, Rede Completa, obtida com a Metodologia B (Azul) e Metodologia C (Vermelho), Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B: $- 1/\beta = 4.8ms, f_n = 490Hz.$ Valor Máximo: 54.40A, Pico Permanente 0.01A. Metodologia C: $- 1/\beta = 5.0ms, f_n = 477Hz.$ Valor Máximo: 58.86A, Pico Permanente 0.01A. – EMTP.....	53
Figura 7-14. Tensões de Fase no Barramento 15, A (Vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia C. Valor Máximo: $V_a = 0V, V_b = 22.22kV, V_c = 28.98kV.$ Pico Permanente: $V_a = 0V, V_b = 21.22kV, V_c = 21.22kV. 1/\beta = 5.0ms, f_n = 477Hz -$ EMTP.....	53
Figura 7-15. Parte Superior: Tensões de Fase no Barramento 15, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul), Ponto de Defeito, Rede Completa. Parte Inferior: Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul), Rede Completa. Regime de Neutro Ressonante - Metodologia C - EMTP.....	54
Figura A-1. Representação do cabo trifásico através das suas capacidades parciais. Esquema equivalente. Retirado de [17]	i
Figura A-2. Representação do Método das Imagens, Condutores (i) e (j).....	ii
Figura A-3. Representação do Método do Plano Complexo, Condutores (i) e (j).	iii
Figura A-4. Geometria do Condutor utilizada para o Cálculo da componente da Impedância referente ao Efeito Pelicular.	iii
Figura A-5. Parâmetros do Modelo da Linha 16 - EMTP.....	v
Figura A-6. Matrizes das Impedâncias Longitudinais e Admitâncias Transversais, da Linha 16 da Rede de Teste, a 50 Hz - EMTP.....	v

Lista de Tabelas

Tabela 4-1. Dados das Linhas da Rede em estudo.	11
Tabela 4-2. Parâmetros das Linhas elétricas do caso de estudo.....	12
Tabela 4-3. Valores das componentes simétricas da impedância do Gerador equivalente.	12
Tabela 5-1. Valores de R, L e C.	19

Lista de Abreviaturas

α	Operador da Matriz de Fortescue, Ângulo da Corrente Livre
β	Coefficiente de Amortecimento
ϵ_0	Constante Dielétrica no Vácuo
μ_0	Permeabilidade Magnética do Vácuo
ϕ_i	Ângulo da Componente Forçada da Corrente
ϕ_v	Ângulo da Componente Forçada da Tensão
ψ	Ângulo do Fator de Potência
ω	Frequência Angular
ω_0	Frequência Angular das Oscilações não Amortecidas
ω_n	Frequência Angular Natural do Sistema
C	Capacitância
$DNy1$	Tipo de Ligações das fases no Transformador, Triângulo-Estrela, +30°
EMTP	Electromagnetic Transients Program
f	Frequência, Regime Forçado
f_n	Frequência Natiral do Sistema
$f.e.m$	Força Eletromotriz
G	Condutância. Gerador
h_i	Altura média do Condutor i
i	Intensidade da Corrente
I	Valor eficaz da Corrente
\bar{I}	Corrente Complexa
\bar{I}_{012}	Componentes Simétricas da Corrente
I_d	Corrente Sobre-Imposta
\bar{I}_{abc}	Correntes de fase
I_b	Corrente de Base
I_d	Corrente de Defeito
j	Unidade Imaginária
l	Regime Livre
L	Indutância
L_N	Indutância de Neutro
L_P	Indutância relativa à Bobina de Peterson
N	Neutro
pd	Pré-Defeito
$p.u$	Por Unidade
r	Raio do Condutor

R	Resistência
s	Solução da equação Característica do Circuito
S	Potência Aparente
t	Tempo
v	Valor instantâneo da Tensão
V	Valor eficaz da Tensão
\bar{V}	Tensão Complexa
V_{Δ}	Tensão Sobre-Imposta
\bar{V}_{012}	Componentes simétricas da Tensão
\bar{V}_{abc}	Tensões de fase
V_b	Tensão de base
V_M	Tensão Máxima
X	Reatância
Y_T	Admitância Transversal da Linha
YNd_1	Tipo de Ligações das fases no Transformador, Estrela- Triângulo, +30°
Z_{012}	Componentes simétricas da Impedância
Z_d	Impedância de Defeito
Z_L	Impedância Longitudinal da Linha
Z_{Th}	Impedância de Thévenin

Capítulo 1 Introdução

A rede elétrica é uma infraestrutura extremamente complexa no que toca à sua operação e manutenção. Em Portugal existe atualmente mais de 240,000 km de linhas elétricas, 230,979 km da rede nacional de distribuição, operadas pela E-redes (antiga EDP Distribuição) [1], e 9,348 km de rede nacional de transporte, operadas pela REN [2] - dados de 2021, assim como um número muito significativo de centrais, subestações, transformadores, instalações de consumo, sistemas de controlo, proteção e supervisão.

A continuidade do fornecimento de energia elétrica aos clientes é uma das principais preocupações dos operadores de rede, reguladas pelo regulamento de qualidade de serviço (RQS) e pelo manual de procedimentos de qualidade de serviço (MPQS), supervisionado pela entidade reguladora de serviços energéticos (ERSE), entidade administrativa independente. O nível de qualidade é medido através de indicadores relacionados com o número médio de interrupções na rede e a duração média destas. As interrupções de fornecimento iniciam-se quando num determinado ponto de entrega, a tensão de alimentação (Valor eficaz da tensão entre fases no ponto de entrega), é inferior a 5% do valor da tensão declarada (Tensão nominal entre fases da rede). O fim da interrupção é o instante em que a tensão da alimentação é igual ou superior, numa das fases do ponto de entrega, a 5% da tensão declarada. A duração de cada interrupção é obtida da diferença entre o tempo final e o tempo inicial dessa mesma interrupção, segundo o Artigo 12º do RQS. As interrupções são discriminadas segundo a sua origem, tipo e causa, Artigo 13º do RQS.

A rede elétrica está, no entanto, sujeita à ocorrência de defeitos de diversos tipos e origens que podem resultar em interrupções do fornecimento classificadas como sendo interrupções dos tipos acidental e causa própria, Artigo 13º alínea 2h) do RQS, pelo que, para minimizar os períodos de interrupção do fornecimento é necessário o seu estudo para a criação e implementação de sistemas de proteção mais eficientes, com vista a detetar seletivamente os ditos defeitos e minimizar o seu impacto no sistema elétrico.

As proteções convencionais são tipicamente desenhadas para detetar defeitos que persistem para além de regime transitório que originam, podendo ser detetados no novo regime permanente. A corrente e as tensões de defeito, em regime permanente, compreendem apenas a componente fundamental da frequência (50Hz), resultando em características sinusoidais simples. Já os defeitos intermitentes no tempo, têm a complexidade inerente, de se manifestarem e extinguirem repetidamente, e a duração de cada ocorrência ser curta. Assim, é necessário analisar tensões e correntes tanto em regime permanente, como no regime transitório, o que dificulta a sua deteção, comparativamente aos defeitos permanentes. Então, para que as proteções sejam sensíveis a defeitos intermitentes, é necessário considerar o regime transitório e ter em consideração a sua curta duração.

É importante detetar e eliminar defeitos intermitentes na rede pois apesar de tipicamente não causarem danos nos equipamentos de rede, as repetidas perturbações na tensão diminuem a qualidade de onda de tensão, podendo causar saídas de serviço de cargas mais sensíveis a estas perturbações. Adicionalmente, os defeitos intermitentes podem evoluir para defeitos permanentes, portanto a sua deteção e extinção é essencial para evitar danos permanentes e mais severos nos equipamentos.

Nas últimas décadas tem vindo a aumentar a atenção dada ao estudo dos defeitos intermitentes sendo que está cada vez a ser mais reconhecida a importância de uma melhor qualidade de serviço por parte dos operadores de rede. Apesar disto, ainda não foi estabelecido um consenso em relação a qual a melhor maneira de detetar e eliminar este tipo de defeitos.

Em termos do estado da arte da modelação de defeitos intermitentes, a teoria desenvolvida é baseada no método das componentes simétricas [3] [4] [5] [6] [7], frequentemente utilizado no estudo de defeitos permanentes. Os modelos teóricos são depois validados com auxílio de um programa de transitórios eletromagnéticos, como por exemplo, o programa EMTP, que será utilizado neste trabalho. Por vezes são também utilizados dados reais, obtidos de registos de defeitos intermitentes. De seguida, dos modelos estabelecidos, são destacados princípios ou propriedades que permitam desenvolver proteções contra defeitos intermitentes. Na literatura, foram propostos diversos métodos de deteção de defeitos intermitentes, no entanto o foco deste trabalho será a modelação dos defeitos intermitentes de maneira a promover uma base teórica que possibilite o desenvolvimento de futuros algoritmos de deteção ou até mesmo localização de defeitos intermitentes.

Nesta dissertação são estudadas metodologias de modelação de defeitos à terra, monofásicos e intermitentes. Com esse objetivo, os métodos serão aplicados a defeitos em três redes com regimes de neutro distintos. Os três regimes, isolado, impedante (com impedância elevada) e ressonante (ou compensado) são regimes de neutro cuja ligação à terra não é sólida. Para estes regimes, a corrente de defeito é reduzida e são os regimes onde é mais provável a ocorrência de defeitos intermitentes.

Inicialmente vai ser abordado, para cada um dos regimes, o defeito permanente e definidas as suas propriedades. Este defeito é simulado para o caso de estudo, introduzido no Capítulo 5, que consiste numa rede de distribuição típica de 15kV. Essa rede radial tem múltiplas linhas, mas para a simulação dos defeitos será, primeiramente, apenas considerada uma versão reduzida da rede com apenas uma linha, para poder simplificar a análise. De seguida é considerada a rede completa, e simulados novamente os defeitos permanentes para os três regimes e analisadas as variações nos sinais como consequência do aumento da rede. Por fim, é simulado o defeito intermitente, para a rede completa e analisados os resultados.

Este trabalho encontra-se dividido em 8 Capítulos. No primeiro Capítulo - Introdução, apresenta-se as ideias iniciais, objetivos, identificação do problema e estrutura da dissertação.

No segundo Capítulo – Conceitos Base, introduzem-se conceitos fundamentais ao desenvolvimento dos modelos utilizados para o estudo do tópico em questão. É introduzido o tema dos defeitos em redes elétricas, assim como o método das componentes simétricas.

No terceiro Capítulo – Abordagem do problema, são mencionados alguns métodos de deteção de defeitos intermitentes. Mais especificamente, são introduzidas três metodologias distintas para o estudo do defeito monofásico permanente e intermitente

No quarto Capítulo – Caso de Estudo e Modelos, são descritas as redes utilizadas como caso de estudo e referidos quais os modelos de cada um dos elementos das redes. Assim como o modelo utilizado para simular a intermitência do defeito.

Nos Capítulos 5, 6 e 7, são estudados os defeitos intermitentes para os regimes de neutro, Isolado, Ressonante, e Impedante, respetivamente, através das metodologias A, B e C. e os resultados são comparados e analisados.

Por fim, no oitavo Capítulo, são descritas as conclusões retiradas do desenvolvimento e termo deste trabalho, assim como possíveis ideias futuras.

Capítulo 2 Conceitos Base

Considera-se como defeito uma anomalia no sistema de energia que envolve, ou é o resultado da falha de um circuito do sistema primário, ou componente da instalação, ou equipamento, ou aparelho do sistema primário e que normalmente requer a desconexão imediata do circuito, instalação ou equipamento ou aparelho defeituoso do sistema de energia, abrindo os disjuntores apropriados. Traduzido de [8].

A grande maioria dos defeitos em linhas aéreas ocorrem devido à sua exposição a fenômenos físicos naturais [9], descargas atmosféricas, contacto com aves, ramos de árvores ou em alguns casos da quebra de condutores.

Os defeitos em redes trifásicas podem ser categorizados em diferentes tipos de acordo com o número de fases envolvidas no defeito. O defeito fase-terra, ou monofásico, é o mais habitual [9] e ocorre quando há um curto circuito numa das fases da linha após perda de isolamento com a terra. Quando duas fases entram em contacto denomina-se por defeito fase-fase e pela mesma lógica chama-se defeito fase-fase-terra quando duas fases estão em contacto entre si, e simultaneamente com a terra. Por fim, num defeito trifásico as três fases encontram-se em contacto.

A corrente de defeito, numa grande maioria dos casos, tem amplitude superior à corrente máxima de carga dos componentes do sistema, o que pode causar sobreaquecimento de algum equipamento da rede, tais como linhas, transformadores ou geradores. O defeito pode também causar danos nos materiais isolantes. O que não é o caso para o dielétrico ar, pois este tem a capacidade de regenerar as suas propriedades originais, após extinção do defeito.

Durante um defeito na rede podem ocorrer sobretensões e sobrecorrentes que têm efeitos nocivos aos equipamentos, de maneira que é necessária ação célere na minimização dos possíveis danos, através da abertura dos disjuntores. O regime de neutro, ou seja, a forma como o secundário dos transformadores se encontram ligados à terra, tem influência tanto na própria tensão de neutro, como também na amplitude das tensões presentes nas fases saudáveis da linha, e na amplitude da corrente de defeito.

Por norma, quando são referidos os defeitos mencionados anteriormente, estes são considerados defeitos permanentes, no sentido que irão manter-se para além de regime transitório que originam. No entanto, neste trabalho pretende-se estudar defeitos intermitentes. Um defeito intermitente é um defeito que alternadamente se manifesta e se extingue em curtos intervalos de tempo. Portanto, ocorre quando existe uma disrupção no meio isolante, seguida de uma extinção natural da disrupção e o processo repete-se enquanto as condições do sistema o permitirem.

2.1 Arco Eléctrico Intermitente

O arco eléctrico no ar, resulta da disrupção do dielétrico na vizinhança do condutor, devido a um campo eléctrico elevado, e origina um curto-circuito no sistema, sendo um defeito monofásico caso o arco se encontre entre uma das fases e a terra. A permanência ou intermitência do defeito monofásico, neste caso, está então relacionada com a estabilidade do arco no tempo.

Para estudar a estabilidade do arco eléctrico no tempo, considere-se o esquema da figura (2-1). Encontra-se representado um gerador equivalente de Thévenin com tensão V_{th} , a impedância

de Thévenin do circuito Z_{th} e o arco entre o ponto de defeito (D) e a terra, caracterizado pela sua tensão V e corrente I .

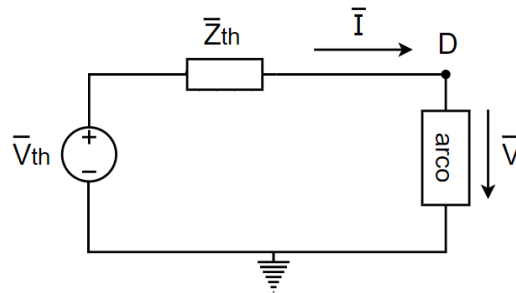


Figura 2-1. Circuito Eléctrico: Gerador equivalente de Thévenin, Impedância de Thévenin, e Arco Eléctrico. Adaptado de [10].

Portanto:

$$V(I) = V_{Th} - Z_{Th}I \quad (2.1)$$

Assumindo que o arco tem comprimento l , divide-se a equação (2.1) por l , e tem-se a magnitude do campo elétrico no arco E em função da corrente, dada pela equação (2.2), na qual E_0 é a magnitude máxima média do campo elétrico no arco, quando a corrente é nula:

$$E(I) = E_0 - \frac{Z_{Th}}{l}I \quad (2.2)$$

A equação (2.2), com Z_{th} fixa, descreve uma linha reta. A interseção da reta com a característica da existência do arco elétrico representada na figura (2-2) [10], satisfaz o princípio de equilíbrio energético de Elenbaas-Heller e a própria equação (2.2). No ponto P e Q há arco elétrico, mas apenas no ponto P o arco é estável, portanto, resistente a perturbações. Para o ponto Q, um aumento da corrente traduz-se numa translação para P, enquanto uma diminuição da corrente leva à auto-extinção do arco. Então, a estabilidade aumenta quanto mais afastado estiver o ponto P do ponto T, ou seja, para valores de corrente mais elevados [10].

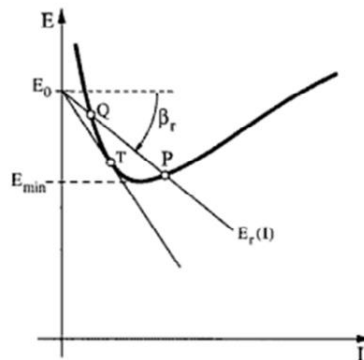


Figura 2-2. Característica $E(I)$, do arco elétrico. Retirado de [10]

Nos regimes de neutro com ligação não sólida à terra, a impedância de Thévenin assume valores suficientemente elevados (declive mais acentuado) para que a intersecção da reta com a

característica, figura (2-2), fique próxima do ponto T, ou seja, o arco é instável e passível de naturalmente se extinguir devido a pequenas variações da impedância de Thévenin.

Na figura (2-3) encontram-se representadas a corrente de defeito, assim como a tensão homopolar no ponto de defeito, durante um defeito intermitente numa linha trifásica de 132kV, 50Hz, com regime de neutro ressonante através de múltiplas bobinas [3]. Os dados foram obtidos durante a aproximação entre uma das fases e um ramo de uma árvore. Na figura estão visíveis três ocorrências distintas do defeito, evidenciadas pelos picos da corrente homopolar e pelo aumento da tensão homopolar nesses instantes. Seguem-se as autoextinções após cada ocorrência, caracterizadas pelo retorno da corrente a valores nominais e a tensão embora se mantenha elevada inicia uma convergência ao longo dos ciclos.

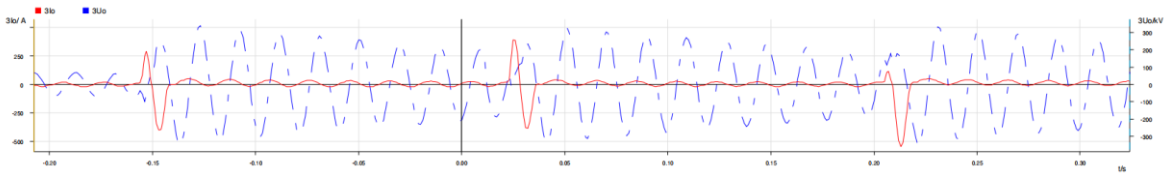


Figura 2-3. Exemplo de um defeito intermitente. Corrente Homopolar (Vermelho) e Tensão Homopolar (Azul). Linha trifásica 132kV, 50Hz, com Regime de Neutro Ressonante. Retirado de [3]

2.2 Princípios Básicos do Cálculo do Curto-circuito Fase-Terra.

As tensões e as correntes na linha de transmissão podem ser descritas por equações acopladas, equação (2.3) e (2.4), sendo $[\bar{I}]$ o vetor dos fasores das correntes, $[\bar{V}]$ o vetor dos fasores das tensões, $[\bar{Z}]$ a matriz das impedâncias longitudinais e $[\bar{Y}]$ a matriz das admitâncias transversais.

$$-\left[\frac{d\bar{V}}{dx}\right] = [\bar{Z}][\bar{I}] \quad (2.3)$$

$$-\left[\frac{d\bar{I}}{dx}\right] = [\bar{Y}][\bar{V}] \quad (2.4)$$

Derivando em ordem à coordenada longitudinal da linha, x, tem-se:

$$-\left[\frac{d^2\bar{V}}{dx^2}\right] = [\bar{Z}][\bar{Y}][\bar{V}] \quad (2.5)$$

$$-\left[\frac{d^2\bar{I}}{dx^2}\right] = [\bar{Y}][\bar{Z}][\bar{I}] \quad (2.6)$$

A solução das equações (2.5) e (2.6) é de difícil resolução, devido ao produto de $[\bar{Z}]$ e $[\bar{Y}]$ ter elementos não nulos fora da diagonal principal [11], pelo que é preferível fazer uma mudança de variável de forma a diagonalizar os produtos $[\bar{Z}][\bar{Y}]$ e $[\bar{Y}][\bar{Z}]$.

$$-\left[\frac{d^2\bar{V}_{modal}}{dx^2}\right] = [\bar{Y}^2][\bar{V}_{modal}] \quad (2.7)$$

$$-\left[\frac{d^2 \bar{I}_{modal}}{dx^2}\right] = [\gamma^2] [\bar{I}_{modal}] \quad (2.8)$$

Nas equações (2.7) e (2.8), $[\gamma^2]$ é uma matriz diagonal, $[\bar{V}_{modal}]$ é o vetor dos fasores das tensões modais e $[\bar{I}_{modal}]$ é o vetor dos fasores das correntes modais.

Assumindo simetria trifásica as matrizes $[\bar{Z}]$ e $[\bar{Y}]$ têm os valores da diagonal todos iguais, e o mesmo fora da diagonal [11]:

$$[\bar{Z}] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_s & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_s \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_{s_s} & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Neste caso, os produtos $[\bar{Z}][\bar{Y}]$ e $[\bar{Y}][\bar{Z}]$ são iguais [11], e são diagonalizáveis por uma matriz $[S]$, tal que:

$$[\bar{V}] = [S][\bar{V}_{modal}] \quad (2.11)$$

$$[\bar{I}] = [S][\bar{I}_{modal}] \quad (2.12)$$

E:

$$[\bar{Z}_{modal}] = [S]^{-1}[\bar{Z}][S] \quad (2.13)$$

$$[\bar{Y}_{modal}] = [S]^{-1}[\bar{Y}][S] \quad (2.14)$$

A Matriz $[\bar{Z}]$, equação (2.9), tem dois dos três valores próprios iguais [11], assim, existem uma direção própria e um plano próprio e, portanto, uma infinidade de Matrizes $[S]$, ou seja, infinitas transformações possíveis [11]. A transformação modal que vai ser utilizada é a transformada de Fortescue, na qual as três componentes desacopladas são: a direta, a inversa e a homopolar. Cada uma delas é um sistema monofásico e analisada como tal.

Utiliza-se a transformada de Fortescue como relação entre as grandezas de fase e as suas componentes simétricas. Para uma certa grandeza, \bar{X} , equação (2.15).

$$[\bar{X}_{abc}] = \begin{bmatrix} \bar{X}_a \\ \bar{X}_b \\ \bar{X}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{X}_0 \\ \bar{X}_1 \\ \bar{X}_2 \end{bmatrix}, \quad \alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (2.15)$$

É também considerado o Teorema da Sobreposição, que estabelece que a corrente de defeito será a soma da corrente antes do defeito ocorrer, pré-defeito (pd), com a corrente resultante do defeito, corrente sobre-imposta (Δ). E o mesmo para as tensões do circuito:

$$[\bar{I}_{abc}] = [\bar{I}_{pd_{abc}}] + [\bar{I}_{\Delta_{abc}}] \quad (2.16)$$

$$[\bar{V}_{abc}] = [\bar{V}_{pd_{abc}}] + [\bar{V}_{\Delta_{abc}}] \quad (2.17)$$

$$[\bar{I}_{012}] = [\bar{I}_{pd_{012}}] + [\bar{I}_{\Delta_{012}}] \quad (2.18)$$

$$[\bar{V}_{012}] = [\bar{V}_{pd_{012}}] + [\bar{V}_{\Delta_{012}}] \quad (2.19)$$

Durante um defeito monofásico na fase A, a componente sobre-imposta da corrente na fase B e C é nula, equação (2.20). A tensão na fase A depende da resistência de defeito, R_d , que durante este trabalho será considerada nula, valor para o qual a corrente de defeito é máxima.

$$\bar{I}_{\Delta a} \neq 0, \quad \bar{I}_{\Delta b} = \bar{I}_{\Delta c} = 0 \quad (2.20)$$

$$\bar{V}_a = \bar{V}_{pd_a} + \bar{V}_{\Delta a} = R_d \bar{I}_{\Delta a} \quad (2.21)$$

Da equação (2.15) as componentes simétricas da corrente são necessariamente iguais, equação (2.22). Consequentemente, a corrente de defeito, \bar{I}_d , na fase A, é a soma das três componentes simétricas da corrente, e é também o triplo de cada uma delas, equação (2.23).

$$\bar{I}_{\Delta 0} = \bar{I}_{\Delta 1} = \bar{I}_{\Delta 2} = \frac{\bar{V}_{pd}}{\bar{Z}_0 + \bar{Z}_1 + \bar{Z}_2} \quad (2.22)$$

$$\bar{I}_d = \bar{I}_{\Delta a} = 3 \bar{I}_{\Delta 0} \quad (2.23)$$

Portanto, para o defeito monofásico, as três componentes simétricas da corrente são iguais, o que permite constituir um esquema representativo, no qual as três componentes do sistema se encontram em série. Na figura (2-4) o ponto D é o ponto de defeito, e o ponto N é o neutro do secundário do transformador.

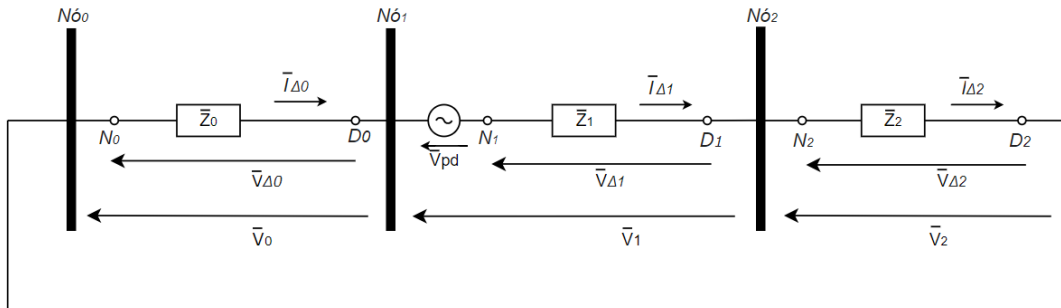


Figura 2-4. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas.

O esquema da figura (2-4) será muito referido durante o trabalho, isto porque é utilizado para justificar muitos dos raciocínios e aproximações feitas.

No caso de um defeito trifásico, a corrente de defeito é descrita pela equação (2.24), que será utilizada para o dimensionamento do gerador no caso de estudo.

$$\bar{I}_d = \bar{I}_{\Delta 1} = \frac{\bar{V}_{pd}}{\bar{Z}_1} \quad (2.24)$$

Capítulo 3 Abordagem do Problema

3.1 Metodologia A – Componentes Simétricas Solução Analítica

No esquema representativo do defeito monofásico em componentes simétricas, figura (2-4), são consideradas as impedâncias e admitâncias dos componentes relevantes para o cálculo das grandezas, isto é, do gerador, do transformador e da linha, ou linhas do sistema. Através destes e adaptando o necessário para descrever os diferentes regimes de neutro, pretende-se obter as características da tensão e da corrente durante o defeito.

Nesta metodologia, as impedâncias longitudinais e admitâncias transversais das linhas são consideradas como sendo parâmetros concentrados constantes, calculados à frequência de 50Hz.

A análise do regime transitório do esquema das componentes simétricas é essencial para a percepção do comportamento do sistema nos instantes iniciais da ocorrência de um defeito monofásico, portanto, é crucial para o estudo do defeito intermitente. O esquema representativo em componentes simétricas, figura (2-4), só é correto a partir do momento em que ocorre o curto-circuito numa das fases. Este fenómeno pode ser traduzido por um interruptor que se fecha em $t = 0$, simulando o início do defeito monofásico. É sempre necessário ter em atenção as condições iniciais do sistema.

Assim, na metodologia A, define-se o esquema das componentes simétricas simplificado e faz-se uma análise ao regime transitório do mesmo, definindo-se as equações do circuito e as suas condições iniciais. As equações deduzidas do circuito simplificado são depois estudadas em Matlab, para que seja possível a sua visualização e posteriormente a comparação com as outras metodologias.

Esta metodologia tem uma limitação analítica para sistemas para além da segunda ordem, assim com o objetivo de ultrapassar esta limitação, foi utilizada a metodologia B.

3.2 Metodologia B – Componentes Simétricas Solução EMTP

Para esta metodologia, componentes simétricas solução EMTP, cria-se no EMTP o circuito simplificado do esquema representativo do defeito em componentes simétricas, o mesmo circuito que será analisado na metodologia A. De seguida, definem-se todas as componentes das impedâncias e admitâncias do circuito e implementa-se um interruptor que simula o defeito.

Esta metodologia será utilizada para o estudo do defeito permanente e intermitente, sendo que o interruptor anteriormente mencionado, que simula o defeito permanente, é adaptado para simular a intermitência.

3.3 Metodologia C – Solução Direta EMTP

Na metodologia C, Solução direta EMTP, os defeitos são simulados no programa de transitórios eletromagnéticos, através da criação da rede reduzida e da rede completa, ou seja, um gerador, um transformador e uma ou mais linhas, tendo em conta os seus devidos parâmetros. É

um método mais prático e que permite obter bons resultados devido à robustez do EMTP. É também útil como objeto de comparação para com os outros métodos.

Capítulo 4 Caso de Estudo e Modelos

4.1 Caso de estudo - Rede Elétrica

As redes consideradas como caso de estudo, figura (4-1), são compostas por um gerador, um transformador e uma linha, no caso da rede reduzida e 16 linhas, no caso da rede completa. Pretende-se simular o defeito monofásico no fim da linha 16, L16, ou seja, no barramento 15, B15, para ambas as redes. A rede completa tem no total 150 km de linhas e 15 barramentos.

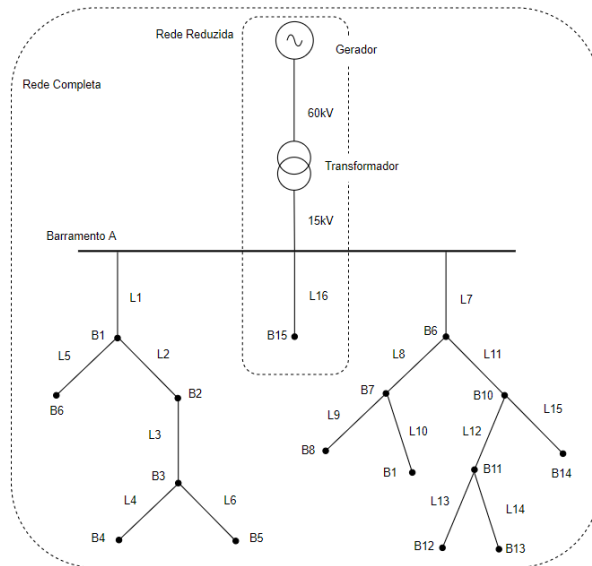


Figura 4-1. Rede Elétrica - Caso de Estudo. Rede Reduzida, apenas a Linha 16. Rede Completa, todas as linhas, L1-L16.

4.2 Modelos e Valores Utilizados

4.2.1 Modelos e Valores dos Componentes da Rede Elétrica

Para cada linha elétrica é definido o tipo de condutor, a geometria das três fases e a altura média em relação ao solo. Tabela 1.

Todos os condutores escolhidos são cableados, compostos por múltiplos cabos de alumínio do tipo (AL1) e núcleo (alma) de aço galvanizado com resistência mecânica elevada do tipo (ST1A) [12]. Na Tabela 4-1, na coluna “Condutor”, a designação do tipo de condutor é a seguinte: o primeiro número refere-se à área transversal dos cabos de alumínio e o segundo número refere-se à área transversal da alma.

As diferentes linhas presentes no caso de estudo têm 3 condutores com uma das duas geometrias representadas na figura (4-2), galhardete ou triângulo e respectivas distâncias entre condutores.

Com estes dados, é possível obter os parâmetros elétricos das linhas. Os valores foram obtidos de duas maneiras. Uma através do programa EMTP e a outra através do cálculo teórico, apenas realizado para a Linha 16, documentado no Anexo.1. Os parâmetros elétricos das linhas

são essenciais para o cálculo das correntes e tensões de defeito, por isso foi dada especial atenção a este tema.

Tabela 4-1. Dados das Linhas da Rede em estudo.

Linha	Comprimento [km]	Condutor	h - média [m]	Geometria
L1	15	26-AL1/4-ST1A	15	Triângulo
L2	20	42-AL1/7-ST1A	15	Galhardete
L3	4	42-AL1/7-ST1A	15	Triângulo
L4	2	80-AL1/13-ST1A	15	Galhardete
L5	5	42-AL1/7-ST1A	15	Triângulo
L6	8	80-AL1/13-ST1A	15	Galhardete
L7	7	26-AL1/4-ST1A	15	Triângulo
L8	17	42-AL1/7-ST1A	15	Galhardete
L9	3	80-AL1/13-ST1A	15	Triângulo
L10	7	80-AL1/13-ST1A	15	Galhardete
L11	9	42-AL1/7-ST1A	15	Triângulo
L12	10	80-AL1/13-ST1A	15	Galhardete
L13	5	80-AL1/13-ST1A	15	Triângulo
L14	4	80-AL1/13-ST1A	15	Galhardete
L15	9	42-AL1/7-ST1A	15	Triângulo
L16	25	26-AL1/4-ST1A	15	Triângulo

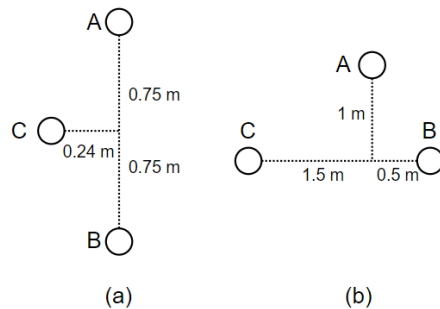


Figura 4-2. Geometrias das Linhas do Caso de Estudo, (a) Galhardete, (b) Triângulo.

O modelo de linha é de parâmetros concentrados, utilizando-se o esquema equivalente em π , figura (4-3), com impedância longitudinal $[\bar{Z}_L]$, e admitância transversal, $[\bar{Y}_T]$.

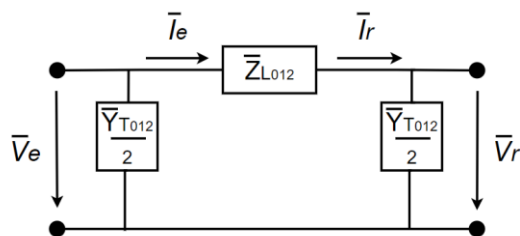


Figura 4-3. Esquema Equivalente da Linha em π .

No programa, o modelo de linha utilizado é o 'parâmetros constantes' (CP), calculados com frequência de 50Hz. As linhas são traspostas continuamente ou através da separação em três partes iguais e feitas as devidas transposições de fases.

Para a Linha 16, foram calculadas as matrizes das impedâncias e aplicada a transformada de Fortescue, obtendo-se as componentes simétricas. De seguida, foram comparados com os

parâmetros obtidos para a mesma linha através do programa EMTP. Apesar dos resultados serem semelhantes para as linhas, nas três metodologias foram utilizados os parâmetros, Tabela 4-2, obtidos com o programa EMTP, permitindo assim analisar os resultados sem influência desta diferença de valores, que embora pequena teria efetivamente impacto.

Tabela 4-2. Parâmetros das Linhas elétricas do caso de estudo.

Linha	Impedância Homopolar Z0[Ω/km]	Impedância Direta Z1[Ω/km]	Capacidade Homopolar C0 [μF/km]	Capacidade Direta C1 [μF/km]
L1	1,222 + j1,668	1.079 + j0.369	3.472e-03	9.965e-03
L2	0.820 + j1.584	0.677 + j0.378	3.776e-03	9.522e-03
L3	0.819 + j1.645	0.677 + j0.347	3.525e-03	1.042e-02
L4	0.524 + j1.566	0.381 + j0.359	3.852e-03	1.002e-02
L5	0.819 + j1.645	0.677 + j0.347	3.525e-03	1.042e-02
L6	0.524 + j1.566	0.381 + j0.359	3.852e-03	1.002e-02
L7	1,222 + j1,668	1.079 + j0.369	3.472e-03	9.965e-03
L8	0.820 + j1.584	0.677 + j0.377	3.776e-03	9.522e-03
L9	0.524 + j1.627	0.381 + j0.328	3.591e-03	1.101e-02
L10	0.524 + j1.566	0.381 + j0.359	3.852e-03	1.002e-02
L11	0.819 + j1.645	0.677 + j0.347	3.525e-03	1.042e-02
L12	0.524 + j1.566	0.381 + j0.359	3.852e-03	1.002e-02
L13	0.524 + j1.627	0.381 + j0.328	3.591e-03	1.101e-02
L14	0.524 + j1.566	0.381 + j0.359	3.852e-03	1.002e-02
L15	0.819 + j1.645	0.677 + j0.347	3.525e-03	1.042e-02
L16	1,222 + j1,668	1.079 + j0.369	3.472e-03	9.965e-03

O gerador utilizado representa um equivalente de rede e é definido pela tensão e impedância de Thévenin dessa rede a montante, figura (4-4). As componentes simétricas da impedância do gerador equivalente, $[\bar{Z}_{G_{012}}]$, são calculadas através da tensão nominal do gerador e das correntes de defeito monofásico, equação (2.23), e trifásico, equação (2.24). O gerador tem tensão nominal de 60kV e o valor escolhido para a corrente de defeito monofásica é 5kA, e trifásica, 4.5kA. Assumindo $\frac{x}{R} = 10$, calcula-se a impedância homopolar, direta e inversa apresentadas na Tabela 4-3.

Tabela 4-3. Valores das componentes simétricas da impedância do Gerador equivalente.

ZG0	ZG1	ZG2
0.536 + j5.362 [Ω]	0.766 + j 7.660 [Ω]	0.766 + j 7.660 [Ω]
0.015 + j0.149 p.u	0.021+ j 0.213 p.u	0.021+ j 0.213 p.u

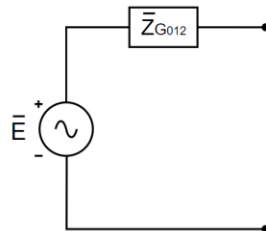


Figura 4-4. Esquema do Gerador equivalente.

O modelo do transformador trifásico, utilizado na metodologia A e B, é o esquema aproximado do transformador representado na figura (4-5), no qual se desprezou o ramo transversal referente á impedância de magnetização, considerando-se apenas o ramo longitudinal. O transformador é

trifásico com ligações YNd1 para os regimes de neutro isolado e impedante, figura (4-5)(i) e (ii), e com ligações Dny1 para o regime de neutro ressonante, figura (4-6)(i) e (ii). O transformador é de 60kV/15kV, 100 MVA. Os valores escolhidos foram, $R_T = 0.01 p.u$, $X_T = 0.2 p.u$.

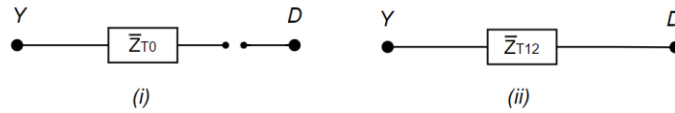


Figura 4-5. Esquema Equivalente Aproximado do Transformador YNd1 em Componentes Simétricas. Componente Homopolar (i). Componente Direta e Inversa (ii).

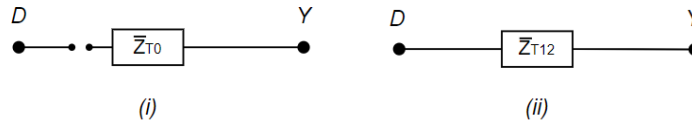


Figura 4-6. Esquema Equivalente Aproximado do Transformador Dny1 em Componentes Simétricas. Componente Homopolar (i). Componente Direta e Inversa (ii).

Para simular o regime de neutro impedante irá ser utilizado um transformador zigzag como neutro artificial. O transformador zig-zag tem a propriedade de ser um circuito aberto na rede direta e inversa e uma impedância limitadora da corrente de neutro na rede homopolar, posicionada entre o neutro e a terra, figura (4-7). O valor escolhido para a reatância foi 87Ω (dentro do intervalo dos valores tipicamente utilizados, limitando a corrente de defeito a aproximadamente 300A RMS).

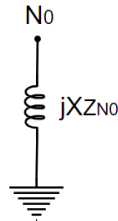


Figura 4-7. Esquema Equivalente do Transformador ZigZag para a Componente Homopolar.

Para o regime de neutro ressonante, será utilizada uma bobina de Peterson ligada entre o neutro e a terra. Uma vez que esta é comum às três fases é apenas considerada na rede homopolar, figura (4-8). O seu objetivo é cancelar a corrente de defeito predominantemente capacitiva. Para isso a bobina tem dois valores distintos, um para a rede reduzida e um para a rede completa. Os valores utilizados serão introduzidos no Capítulo 7.

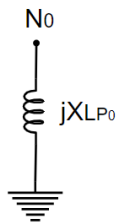


Figura 4-8. Esquema Equivalente da Bobina de Peterson para a Componente Homopolar.

4.2.2 Modelo do Defeito Intermitente

Em defeitos intermitentes, os tempos entre ocorrências não têm valores fixos, estes dependem de múltiplas variáveis e para além disso são de natureza aleatória, devido à natureza aleatória fenômenos atômicos envolvidos. No estudo bibliográfico encontram-se valores entre os 0.02s e 0.2s [3], [4].

Neste trabalho, é utilizado um interruptor controlado para simular a intermitência. O interruptor alterna de posição com uma frequência constante pré-definida, o que não acontece na realidade, mas o mais importante não são os tempos exatos entre ocorrências, mas sim simular a manifestação e extinção dos defeitos e estudar o comportamento das correntes e tensões nessas circunstâncias.

A intermitência é simulada no programa EMTP, com as metodologias B e C, através do interruptor controlado por um sinal de entrada, figura (4-9). Este sinal sinusoidal é criado com um gerador de sinais e alimenta um comparador que o transforma numa onda quadrada. O interruptor fecha-se quando recebe a componente não nula do sinal, e abre caso contrário. Alterando a frequência do sinal e o ciclo de trabalho da onda quadrada, controla-se o interruptor.

Os valores escolhidos para os tempos em que o interruptor se encontra aberto e fechado foram 40ms e 4.5ms, respetivamente, o que resulta numa frequência de aproximadamente 22.5Hz para o sinal criado pelo gerador de sinais - sinal 1 da figura (4-10).

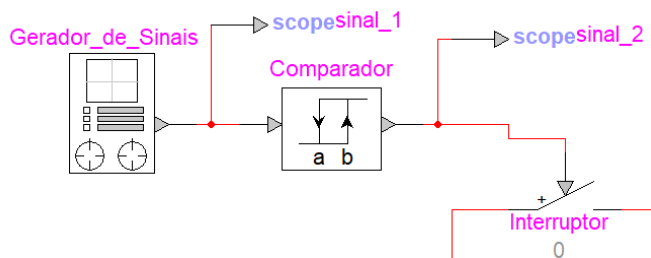


Figura 4-9. Esquema da simulação da intermitência. EMTP.

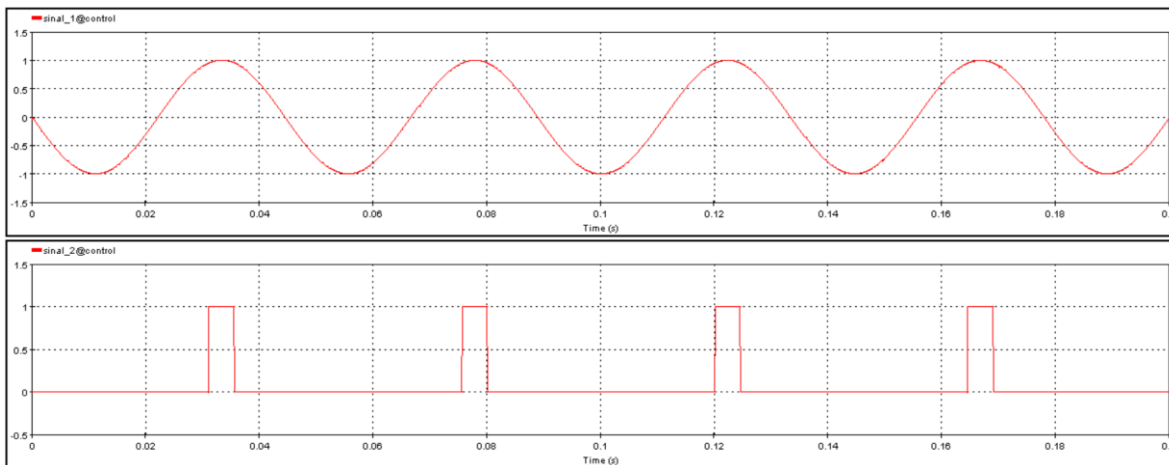


Figura 4-10. Sinal 1 - Saída do Gerador de Sinais, $f=22.47\text{Hz}$. Sinal 2 - Saída do Comparador de Sinais. EMTP.

Capítulo 5 Regime de Neutro Isolado

5.1 Propriedades do Regime de Neutro Isolado

Neste regime, o neutro não se encontra diretamente ligado à terra, mas a rede continua "ligada" à terra através do efeito capacitivo entre a linha e a terra. Quando ocorre um defeito monofásico na fase A, por exemplo, a tensão desta cai para zero e a sua corrente aumenta. Nas fases saudáveis ocorre sobretensão e a tensão entre o neutro e a terra passa a ser igual à tensão pré-defeito da fase em defeito. O módulo da corrente de defeito é baixo e depende do valor da resistência de defeito e das correntes criadas pelo efeito capacitivo da linha [7].

Para perceber melhor o conceito, representa-se na figura (5-1) um simples circuito com o neutro isolado, e um defeito monofásico na fase A:

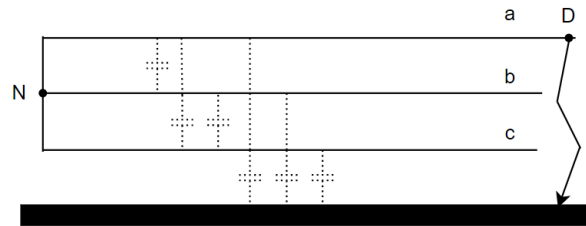


Figura 5-1. Representação do Defeito Monofásico com Regime de Neutro Isolado.

Em pré defeito, com a linha aberta apenas existem correntes capacitivas, \bar{I}_C , na rede, que dependem, naturalmente, dos coeficientes de capacidade da linha, equação (5.1), distintos das capacidades parciais representadas na figura (5-1), como descrito no Anexo.1.

$$[\bar{I}_{C_{abc}}] = j\omega[C][\bar{V}_{abc}] \quad (5.1)$$

Para o estudo do defeito, aplica-se o método das componentes simétricas, com o já estabelecido esquema geral do defeito monofásico em componentes simétricas, figura (2-4), adaptando-o agora para o regime de neutro isolado. A novidade é que não há circulação de corrente homopolar no secundário do transformador, devido à ligação do tipo Δ . Para representar os componentes da rede reduzida, consideram-se para cada uma das componentes, direta (1), inversa (2), e homopolar (0), as impedâncias do gerador equivalente \bar{Z}_G , do transformador \bar{Z}_T , da linha elétrica \bar{Z}_L , e a capacidade da linha C.

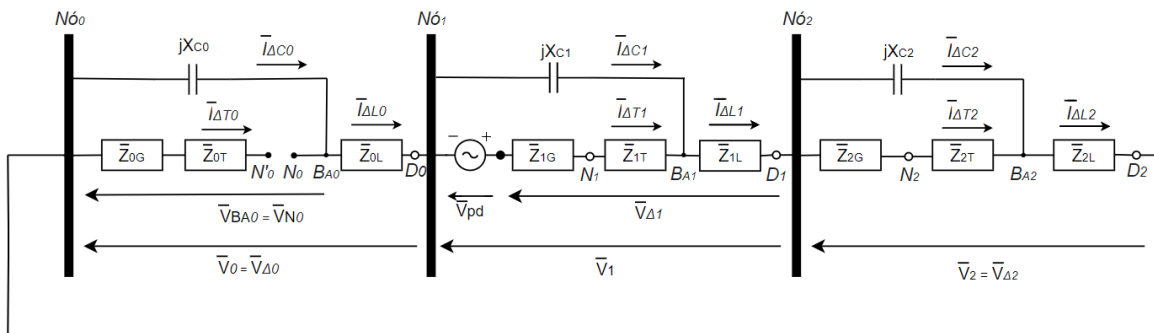


Figura 5-2. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Isolado.

Note-se que, para este regime de neutro apenas, será utilizado o modelo representativo de Linha em L, figura (5-3)(i), em vez do já introduzido modelo em π , figura (5-3)(ii), isto para ser possível aplicar de seguida a Metodologia A, que tem a limitação analítica de apenas poder ser aplicada a sistemas até à segunda ordem.

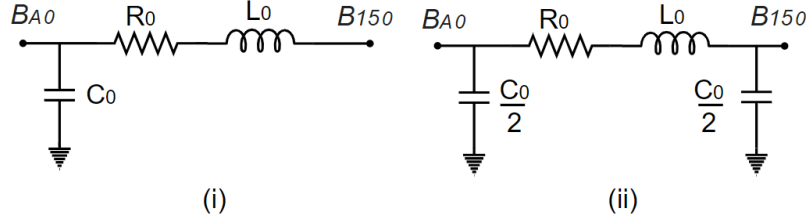


Figura 5-3. Modelo da Componentes Homopolar da Linha. (i) Em L. (ii) Em π .

As susceptâncias, das componentes direta e inversa são muito maiores do que as respetivas impedâncias do transformador e gerador, equações (5.2) e (5.3), logo estando em paralelo serão desprezadas.

$$X_{1C} \gg Z_{1T} + Z_{1G} \quad (5.2)$$

$$X_{2C} \gg Z_{2T} + Z_{2G} \quad (5.3)$$

Analisando as correntes na rede com base na figura (5-2), a componente direta e inversa da corrente capacitiva na linha, $\bar{I}_{\Delta C_{12}}$, são consideradas nulas tendo em conta as equações (5.2) e (5.3).

$$[\bar{I}_{\Delta C_{012}}] = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Assim, a corrente capacitiva nas três fases, $\bar{I}_{\Delta C_{abc}}$, é obtida através da matriz de Fortescue, $[F]$, como introduzido na equação (2.15) e é idêntica em cada uma delas:

$$[\bar{I}_{\Delta C_{abc}}] = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} [F] \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Uma vez que as 3 componentes simétricas da corrente na linha, $\bar{I}_{\Delta \text{Linha}_{012}}$, se encontram representadas em série, são necessariamente iguais e podem ser aproximadas pela corrente capacitiva homopolar, $\bar{I}_{\Delta C_0}$, equação (5.6), isto assumindo que a susceptância homopolar é muito superior aos restantes elementos do circuito. Assim, a corrente de defeito na fase A é o triplo de $\bar{I}_{\Delta C_0}$, e a corrente nas restantes fases é nula, equação (5.7).

$$[\bar{I}_{\Delta \text{Linha}_{012}}] = \bar{I}_{\Delta \text{Linha}_1} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$[\bar{I}_{\Delta \text{Linha}_{abc}}] = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} [F] \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 3 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Olhando agora para as componentes simétricas da corrente no transformador, $\bar{I}_{\Delta T_{012}}$, a componente homopolar, $\bar{I}_{\Delta T_0}$, é nula devido ao tipo de ligação no secundário do transformador,

como descrito anteriormente no capítulo 4.2, figura (4-5), e a componente direta e inversa, $\bar{I}_{\Delta T_{12}}$, são iguais a $\bar{I}_{\Delta Linha_1}$ e $\bar{I}_{\Delta C_0}$ uma vez que se encontram em série.

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta T_{012}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{\Delta T_1} \\ \bar{I}_{\Delta T_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{\Delta Linha_1} \\ \bar{I}_{\Delta Linha_1} \end{bmatrix} = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta T_{abc}} \end{bmatrix} = [F] \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{I}_{\Delta Linha_1} \\ \bar{I}_{\Delta Linha_1} \end{bmatrix} = \bar{I}_{\Delta Linha_1} \begin{bmatrix} 2 \\ -1 \\ -1 \end{bmatrix} = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 2 \\ -1 \\ -1 \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

Portanto, do esquema da figura (5-2) tem-se:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta Linha_{012}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta T_{012}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta C_{012}} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Logo:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta Linha_{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta T_{abc}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta C_{abc}} \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{\Delta Linha_{abc}} \end{bmatrix} = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \left[\begin{bmatrix} 2 \\ -1 \\ -1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \right] = j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \begin{bmatrix} 3 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Com as equações (5.4) a (5.12) foram estabelecidas as correntes de fase a partir das componentes simétricas da corrente num defeito monofásico em regime de neutro isolado, e identificadas as relações entre estas, representadas na figura (5-4), na qual a unidade é a corrente capacitiva homopolar, $\bar{I}_{\Delta C_0}$.

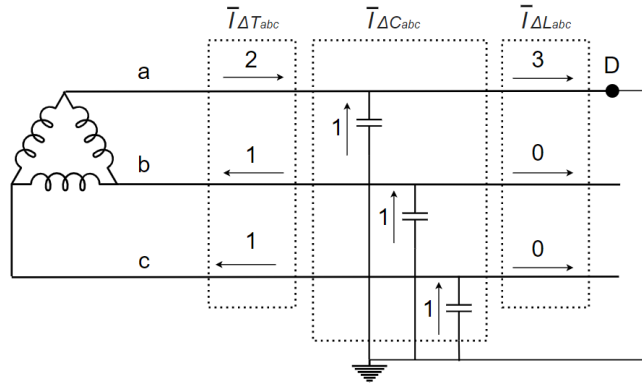


Figura 5-4. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Regime de Neutro Isolado. A unidade é a corrente capacitiva homopolar, $\bar{I}_{\Delta C_0}$.

As componentes simétricas das tensões, \bar{V}_{012} , para o regime de neutro isolado são calculadas com base na equação (2.7), ou seja, com o teorema da sobreposição. Considera-se que a tensão de pré-defeito só tem componente direta e considerando as impedâncias representadas na figura (5-4), obtém-se a equação (5.13).

$$[\bar{V}_{012}] = \begin{bmatrix} 0 \\ \bar{V}_{pd} \\ 0 \end{bmatrix} - [\bar{I}_{\Delta 012}] \begin{bmatrix} -\frac{j}{\omega C_0} \\ \bar{Z}_{G_1} + \bar{Z}_{T_1} + \bar{Z}_{L_1} \\ \bar{Z}_{G_2} + \bar{Z}_{T_2} + \bar{Z}_{L_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_{C_0} \bar{I}_{\Delta 0} \\ \bar{V}_{pd} - (\bar{Z}_{G_1} + \bar{Z}_{T_1} + \bar{Z}_{L_1}) \bar{I}_{\Delta 1} \\ -(\bar{Z}_{G_2} + \bar{Z}_{T_2} + \bar{Z}_{L_2}) \bar{I}_{\Delta 2} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

Na equação (5.14) definem-se as componentes simétricas da tensão de neutro, $[\bar{V}_{N_{012}}]$, e as tensões de fase, $[\bar{V}_{abc}]$, assumindo a prevalência da capacidade homopolar da linha como se encontra representado na figura (5-5).

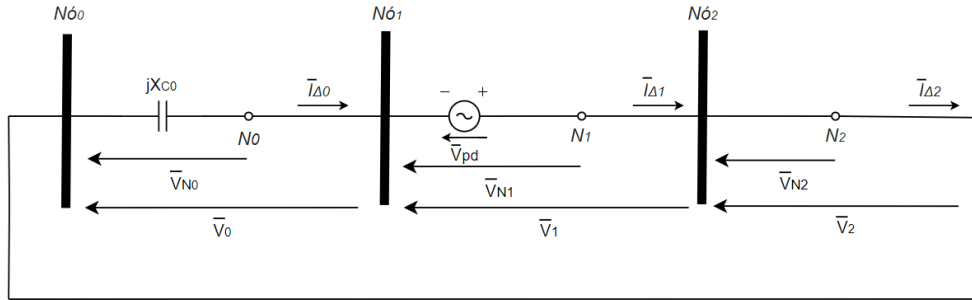


Figura 5-5. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Isolado considerando apenas a capacidade homopolar da linha.

$$[\bar{V}_{012}] = [\bar{V}_{N_{012}}] = \begin{bmatrix} -\bar{V}_{pd} \\ \bar{V}_{pd} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad [\bar{V}_{abc}] = [\bar{V}_{N_{abc}}] = [F] \begin{bmatrix} -\bar{V}_{pd} \\ \bar{V}_{pd} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\bar{V}_{ab} \\ \bar{V}_{ca} \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

Nas duas fases saudáveis, neste caso B e C, ocorrem sobretensões devido ao aumento da tensão de neutro. Após o defeito, a tensão de neutro passa de nula, à tensão da fase A no pré-defeito. Portanto, \bar{V}_b e \bar{V}_c aumentam com um fator de $\sqrt{3}$, como se vê na figura (5-6).

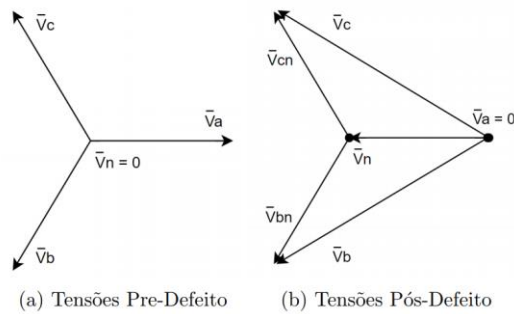


Figura 5-6. Fasores das Tensões de fase, Pré-Defeito (a), Pós-Defeito (b).

A corrente de defeito, tem magnitude baixa independentemente do local do mesmo. A corrente de defeito na fase A, por exemplo, pode ser calculada com a aproximação da equação (5.15) devido a X_{C_0} ser consideravelmente superior aos outros parâmetros em série no esquema definido. Esta aproximação é apenas satisfatória para um defeito à terra em regime permanente.

$$\bar{I}_{\Delta 0} = \bar{I}_{\Delta 1} = \bar{I}_{\Delta 2} \approx \frac{\bar{V}_{pd}}{jX_{C_0}} \quad (5.15)$$

$$\bar{I}_{\Delta a} = 3\bar{I}_{\Delta 1} = 3 \frac{\bar{V}_{pd}}{jX_{C0}} = -3j\omega C_0 \bar{V}_{pd} \quad (5.16)$$

Até agora, estabeleceram-se as propriedades do regime de neutro isolado, e as implicações destas nas componentes simétricas do circuito em regime permanente.

5.2 Neutro Isolado – Metodologia A

Os regimes transitórios são consequência de comutações, abertura ou fecho de interruptores, ou de variações de parâmetros do circuito e ocorrem entre dois regimes permanentes, [13].

O esquema da figura (5-2) pode ser simplificado somando as várias impedâncias referentes a cada uma das componentes simétricas, como representado na figura (5-7)(i). Tem-se que:

$$\bar{Z}_0 = \bar{Z}_{L_0} \quad (5.17)$$

$$\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2 = \bar{Z}_{G_1} + \bar{Z}_{T_1} + \bar{Z}_{L_1} \quad (5.18)$$

Continuando, somam-se as componentes resistivas entre si, obtendo R, e também as componentes indutivas, obtendo L, resultando num circuito RLC série, no qual C é a capacidade homopolar da linha, uma vez que a direta e inversa foram desprezadas:

$$R = R_{L_0} + 2(R_{G_1} + R_{T_1} + R_{L_1}) \quad (5.19)$$

$$L = L_{L_0} + 2(L_{G_1} + L_{T_1} + L_{L_1}) \quad (5.20)$$

$$C = C_0 \quad (5.21)$$

Os valores para a rede reduzida na figura(5-7)(ii) são:

Tabela 5-1. Valores de R, L e C.

R	L	C
37.613 p.u	0.0883 p.u	1.953 E-7 p.u

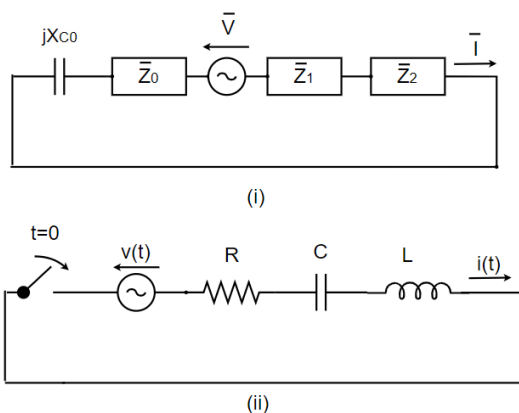


Figura 5-7. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas com Regime de Neutro Isolado: (i) Componentes simétricas das impedâncias dos componentes da rede. (ii) Parâmetros concentrados R, L e C.

Note-se que na figura (5-7), $i(t)$ equivale a qualquer uma das componentes simétricas da corrente, uma vez que são iguais. Consequentemente, a corrente de defeito na fase A é o triplo da corrente para o esquema simplificado:

$$i(t) = i_{\Delta_0} = i_{\Delta_1} = i_{\Delta_2} \quad (5.22)$$

$$i_d = 3i(t) \quad (5.23)$$

A forma da corrente no regime transitório, $i(t)$, pode ser descrita pela soma de duas parcelas, uma em regime livre, que é característica intrínseca do sistema, $i_l(t)$, definida pelos componentes do sistema, e outra em regime forçado, $i_f(t)$, determinada extrinsecamente, ou seja, pela fonte de tensão.

$$i(t) = i_l(t) + i_f(t) \quad (5.24)$$

A tensão na fonte, $v(t)$, no circuito equivalente da figura (5-7), corresponde à tensão pré-defeito, com amplitude V_M e ϕ_v é o ângulo da tensão no momento de defeito.

$$v(t) = V_M \sin(\omega t + \phi_v) \quad (5.25)$$

O circuito da figura (5-7)(ii), com parâmetros concentrados, pode ser descrito segundo a equação diferencial:

$$v(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C} \int i(t) dt \quad (5.26)$$

Derivando a equação (5.26) em ordem ao tempo:

$$\frac{dv(t)}{dt} = L \frac{d^2i(t)}{dt^2} + R \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C} i(t) \quad (5.27)$$

O regime livre é a solução geral da equação homogênea da equação anterior, com a equação característica:

$$\bar{s}^2 + \frac{R}{L} \bar{s} + \frac{1}{CL} = 0 \quad (5.28)$$

Tem-se uma equação de segundo grau, cujas raízes são \bar{s}_1 e \bar{s}_2 , que descrevem a componente livre da corrente, na equação (5.29). Com base na forma canônica das equações diferenciais do segundo grau, equação (5.30), e com a equação (5.28), obtém-se o coeficiente de amortecimento, β , e a frequência angular das oscilações não amortecidas, ω_0 .

$$i_l(t) = \bar{C}_1 e^{\bar{s}_1 t} + \bar{C}_2 e^{\bar{s}_2 t} \quad (5.29)$$

$$\bar{s}^2 + 2\beta\bar{s} + \omega_0^2 = 0 \quad (5.30)$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad , \quad \beta = \frac{R}{2L} \quad , \quad \bar{s}_{1,2} = -\beta \pm \sqrt{\beta^2 - \omega_0^2} \quad (5.31)$$

$$\omega_n = \sqrt{\omega_0^2 - \beta^2} \quad (5.32)$$

$$\bar{s}_{1,2} = -\beta \pm j\omega_n \quad (5.33)$$

Na equação (5.29) as constantes que necessitam de ser calculadas são \bar{C}_1 e \bar{C}_2 , estas dependem do tipo de resposta do sistema. Para $R \ll \sqrt{\frac{L}{C}}$, linha quase ideal ($\beta < \omega_0$), tem-se uma análise do tipo periódica amortecida com \bar{s}_1 e \bar{s}_2 complexos conjugados e $\bar{C}_1 = \bar{C}_2$.

$$\bar{C}_{1,2} = \frac{I_l}{2} e^{\pm j\theta} \quad (5.34)$$

Substituindo a equação (5.34) na equação (5.29):

$$i_l(t) = I_l e^{-\beta t} \frac{1}{2} [e^{j(\omega_n t + \theta)} + e^{j(\omega_n t - \theta)}] \quad (5.35)$$

$$i_l(t) = I_l e^{-\beta t} \sin(\omega_n t + \alpha) \quad , \alpha = \theta + \frac{\pi}{2} \quad (5.36)$$

A tensão livre no condensador, pode ser aproximada por:

$$v_{C_l}(t) = \frac{1}{C} \int i_l(t) dt = V_{C_l} e^{-\beta t} \sin\left(\omega_n t + \alpha - \frac{\pi}{2}\right) \quad (5.37)$$

Novamente assumindo que a linha é quase ideal, $R \ll \sqrt{\frac{L}{C}}$, a tensão livre máxima no condensador é dada pela equação (5.38), sendo que o radical é a impedância característica de uma linha quase ideal [14].

$$V_{C_l} = \sqrt{\frac{L}{C}} I_l \quad (5.38)$$

Para o regime forçado:

$$v_f(t) = V_M \sin(\omega t + \phi_v) \quad (5.39)$$

$$i_f(t) = I_f \sin(\omega t + \phi_i) \quad (5.40)$$

$$\psi = \phi_v - \phi_i = \tan\left(\frac{\omega L - \frac{1}{\omega C}}{R}\right) \quad (5.41)$$

O valor máximo da componente forçada da corrente, I_f , é calculado através de:

$$I_f = \frac{V_M}{\sqrt{R^2 + \left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)^2}} \quad (5.42)$$

Para determinar I_l e α , é necessário relacionar a componente livre e a componente forçada através das condições iniciais do circuito [14], ou seja, no momento do defeito.

$$\begin{cases} i(0) = i_l(0) + i_f(0) \quad , \quad i(0) = 0 A \\ v_c(0) = v_{C_l}(0) + v_{C_f}(0) \quad , \quad v_c(0) = 0 V \end{cases} \quad (5.43)$$

$$\begin{cases} i_l(0) = -i_f(0) \\ v_{C_l}(0) = -v_{C_f}(0) \end{cases} \Leftrightarrow \begin{cases} I_l \sin(\alpha) = -I_f \sin(\phi_i) \\ I_l \sqrt{\frac{L}{C}} (-\cos(\alpha)) = -\frac{I_f}{\omega C} (-\cos(\phi_i)) \end{cases} \quad (5.44)$$

Dividindo a primeira equação pela segunda, do sistema de equações (5.44) obtém-se:

$$\frac{I_l \sin(\alpha)}{I_l \sqrt{\frac{L}{C}} (-\cos(\alpha))} = \frac{-I_f \sin(\phi_i)}{-\frac{I_f}{\omega C} (-\cos(\phi_i))} \quad (5.45)$$

$$\frac{\sin(\alpha)}{\cos(\alpha)} = \sqrt{\frac{L}{C}} \omega C \frac{\sin(\phi_i)}{\cos(\phi_i)} \quad (5.46)$$

$$\tan(\alpha) = \sqrt{LC} \omega \tan(\phi_i) \quad (5.47)$$

$$\tan(\alpha) = \frac{\omega}{\omega_n} \tan(\phi_i) \quad (5.48)$$

$$i(t) = I_l e^{-\beta t} \sin(\omega_n t + \alpha) + I_f \sin(\omega t + \phi_i) \quad (5.49)$$

$$i(t) = -I_f \frac{\sin(\phi_i)}{\sin(\alpha)} e^{-\beta t} \sin(\omega_n t + \alpha) + I_f \sin(\omega t + \phi_i) \quad (5.50)$$

$$i(t) = \frac{V_M}{\sqrt{R^2 + (\omega L - \frac{1}{\omega C})^2}} \left(-\frac{\sin(\phi_i)}{\sin(\alpha)} e^{-\beta t} \sin(\omega_n t + \alpha) + \sin(\omega t + \phi_i) \right) \quad (5.51)$$

O ângulo, α , e a corrente livre máxima, I_l , estão dependentes das condições iniciais, segundo o sistema de equações (5.44). Na primeira ocorrência do defeito, sendo que no defeito intermitente existem múltiplas, considera-se tanto $i(0) = 0 A$, como $v_C(0) = 0 V$. No entanto, estas condições iniciais nem sempre são aplicáveis aos defeitos seguintes, isto devido ao armazenamento de energia no condensador e na bobina.

No caso de estudo, para a rede reduzida, tem-se $\beta = 214.45$, $\omega_n = 7638.15 \text{ rad/s}$, 1215.6 Hz , $\psi = 81.34^\circ$.

A figura (5-8) representa a corrente de defeito i_d , da equação (5.23) e equação (5.51), escolhido $\phi_i = 0$, valor para o qual a corrente de defeito tem o maior pico, e com as componentes simétricas calculadas para o caso de estudo. O defeito ocorre em $t = 0$.

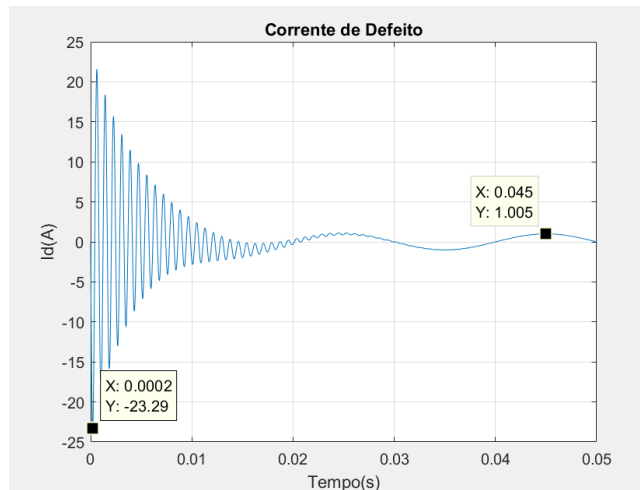


Figura 5-8. Corrente de Defeito para o Regime de Neutro Isolado. - Metodologia A - Rede Reduzida – Valor Máximo 23.29A, Pico em regime Permanente 1.01A, $1/\beta = 4.7\text{ms}$, $f_n = 1257\text{Hz}$, $\psi = 81.34^\circ$. Matlab.

Distinguem-se facilmente na figura (5-8), a componente livre e a componente forçada da corrente de defeito. No regime permanente a corrente tem uma amplitude de aproximadamente 1A,

que é muito reduzida, mas no regime transitório chega a ter um pico acima dos 20 A, resultante maioritariamente da componente livre.

Em relação às tensões, do esquema representativo da figura (5-2), é possível deduzir as componentes simétricas das tensões em ordem ao tempo.

$$v_1(t) = v_{pd}(t) + L_1 \frac{di(t)}{dt} + R_1 i(t) \quad (5.52)$$

$$v_2(t) = L_2 \frac{di(t)}{dt} + R_2 i(t) \quad (5.53)$$

$$v_0(t) = \frac{1}{C_0} \int_0^t i(t) dt + L_0 \frac{di(t)}{dt} + R_0 i(t) \quad (5.54)$$

Uma vez que $i(t)$ é a soma da parcela livre com a forçada, as tensões sendo calculadas em função da corrente têm também duas componentes distintas. O regime livre e o forçado oscilam a diferentes frequências, frequência natural do sistema, ω_n , e frequência industrial, ω , respectivamente. Assim sendo, não podem ser somados no domínio da frequência, apenas no domínio do tempo. A utilização de fasores simplifica os cálculos para cada um dos regimes.

Para os fasores da componente livre, a exponencial, $e^{-\beta t}$, proveniente da componente livre da corrente, $i_l(t)$, é retirada de forma a reunir condições matemáticas para a utilização dos fasores. O amortecimento é posteriormente considerado na passagem para o domínio do tempo. Esta aplicação não tem consequências nos fasores do regime livre uma vez que o amortecimento está presente em todos.

$$v_{0l}(t) = \frac{I_l e^{-\beta t}}{C_0} \left(\frac{\beta \sin(\omega_n t + \alpha) + \omega_n \cos(\omega_n t + \alpha)}{\omega_n^2 + \beta^2} \right) + \quad (5.55)$$

$$I_l e^{-\beta t} \left[R_0 \sin(\omega_n t + \alpha) - L_0 (\beta \sin(\omega_n t + \alpha) + \omega_n \sin(\omega_n t + \alpha + \frac{\pi}{2})) \right]$$

$$v_{0f}(t) = \frac{I_f}{\omega C_0} \cos(\omega t + \phi_i) + R_0 I_f \sin(\omega t + \phi_i) + \omega L_0 I_f \sin\left(\omega t + \phi_i + \frac{\pi}{2}\right) \quad (5.56)$$

$$\bar{V}_{0l} = \frac{I_l}{C_0} \left(\frac{\beta e^{j\alpha} + \omega_n e^{j(\alpha+\pi/2)}}{\omega_n^2 + \beta^2} \right) + I_l [R_0 e^{j\alpha} - L_0 (\beta e^{j(\alpha+\pi/2)} + \omega_n e^{j\alpha})], a \omega_n \quad (5.57)$$

$$\bar{V}_{0f} = \frac{I_f}{\omega C_0} e^{j(\phi_i+\pi/2)} + R_0 I_f e^{j\phi_i} + \omega L_0 I_f e^{j(\phi_i+\pi/2)}, a \omega \quad (5.58)$$

$$v_{1l}(t) = I_l e^{-\beta t} \left[R_1 \sin(\omega_n t + \alpha) - L_1 (\beta \sin(\omega_n t + \alpha) + \omega_n \sin(\omega_n t + \alpha + \frac{\pi}{2})) \right] \quad (5.59)$$

$$v_{1f}(t) = \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) + R_1 I_f \sin(\omega t + \phi_i) + \omega L_1 I_f \sin(\omega t + \phi_i + \frac{\pi}{2}) \quad (5.60)$$

$$\bar{V}_{1l} = I_l [R_1 e^{j\alpha} - L_1 (\beta e^{j(\alpha+\pi/2)} + \omega_n e^{j\alpha})], a \omega_n \quad (5.61)$$

$$\bar{V}_{1f} = e^{-j\pi/2} + R_1 I_f e^{j\phi_i} + \omega L_1 I_f e^{j(\phi_i+\pi/2)}, a \omega \quad (5.62)$$

$$v_{2l}(t) = I_l e^{-\beta t} \left[R_2 \sin(\omega_n t + \alpha) - L_2 (\beta \sin(\omega_n t + \alpha) + \omega_n \sin(\omega_n t + \alpha + \frac{\pi}{2})) \right] \quad (5.63)$$

$$v_{2f}(t) = R_2 I_f \sin(\omega t + \phi_i) + \omega L_2 I_f \sin(\omega t + \phi_i + \frac{\pi}{2}) \quad (5.64)$$

$$\bar{V}_{2l} = I_l [R_2 e^{j\alpha} - L_2 (\beta e^{j(\alpha+\pi/2)} + \omega_n e^{j\alpha})] a \omega_n \quad (5.65)$$

$$\bar{V}_{2f} = R_2 I_f e^{j\phi_i} + \omega L_2 I_f e^{j(\phi_i+\pi/2)}, a \omega \quad (5.66)$$

Na figura (5-9), estão representados os fasores das componentes simétricas da tensão em regime forçado, e estes verificam a equação (5.14). Sendo $\bar{V}_0 \approx -\bar{V}_{pd}$, e $\bar{V}_1 \approx \bar{V}_{pd}$, com amplitude $12.25kV$, que corresponde à tensão simples, referente à tensão composta $15kV_{RMS}$, no secundário do transformador.

As tensões homopolar e direta têm a mesma amplitude e encontram-se em oposição de fase devido à predominância do condensador homopolar em relação aos outros componentes. É também essa a razão da tensão inversa ser aproximadamente nula.

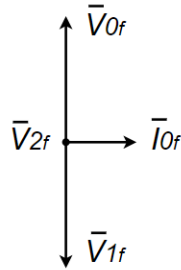


Figura 5-9. Diagrama indicativo dos Fasores das Componentes Simétricas Forçadas das Tensões. $\bar{V}_{0f} = 12.27e^{-j90^\circ}kV$, $\bar{V}_{1f} = 12.24e^{j89.96^\circ}kV$, $\bar{V}_{2f} = 9.66e^{j20.57^\circ}V$, $\bar{I}_{0f} = 0.334e^{j0^\circ}A$. - Matlab.

Os fasores das tensões de fase em regime forçado, \bar{V}_{abc_f} , são calculados através das componentes simétricas, \bar{V}_{012_f} , com base na matriz de Fortescue, equação (2.15), e encontram-se representados na figura (5-10). Estes estão de acordo com o que foi previsto anteriormente na figura (5-6), porque a componente forçada das tensões é a única presente em regime permanente.

Ainda na figura (5-10), a tensão forçada na fase A encontra-se representada ainda que não esteja visível, devido a ter norma reduzida, que idealmente seria nula. Note-se que a corrente de defeito forçada, \bar{I}_{a_f} , tem ângulo ϕ_i , aproximadamente zero e encontra-se em quadratura com a tensão de neutro, ou tensão homopolar, estando em atraso. A sua amplitude foi escalada para ser possível a sua visualização.

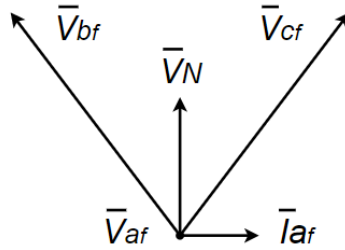


Figura 5-10. Diagrama indicativo dos Fasores da Componente Forçada das Tensões de Fase. $\bar{V}_{af} = 32.91e^{-j56.65^\circ} V$, $\bar{V}_{bf} = 21.23e^{j119.99^\circ} kV$, $\bar{V}_{cf} = 21.22e^{j60.04^\circ} kV$, $\bar{V}_{Nf} = 12.27e^{j90^\circ} kV$, $\bar{I}_{af} = 1.004e^{j0^\circ} A$. - Matlab.

Uma vez estabelecidas as equações que definem as componentes simétricas livres \bar{V}_{012l} e as forçadas \bar{V}_{012f} das tensões, somando as duas obtém-se as componentes simétricas da tensão, apresentadas na figura (5-11).

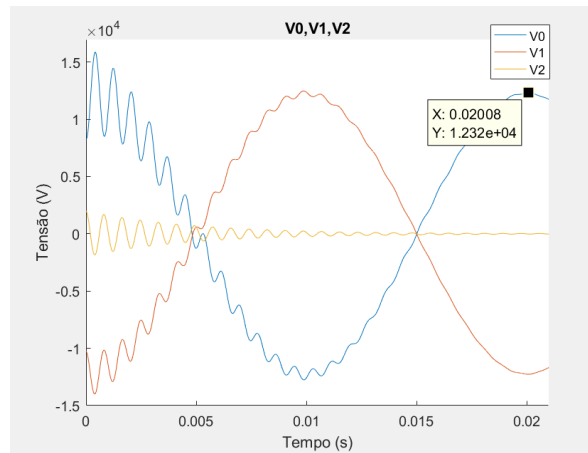


Figura 5-11. Componentes Simétricas das Tensões – Metodologia A – Rede Reduzida- $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. Valor Máximo $V_0 = 15.86kV$, $V_1 = -14.02kV$, $V_2 = 2.01kV$. Pico Permanente $V_0 = 12.27kV$, $V_1 = 12.24kV$, $V_2 = 9.66V$. - Matlab.

É possível observar na figura (5-11) que em regime permanente as tensões direta e homopolar se encontram em oposição de fase com a mesma amplitude, o que resulta na tensão inversa ser nula. Isto pode ser relevante para o desenvolvimento de um algoritmo como base de uma proteção contra defeitos monofásicos permanentes, em regime de neutro isolado.

Por fim, as tensões de fase são também obtidas através da equação (2.15), aplicando a transformada de Fortescue aos fasores \bar{V}_{012} e passando para o domínio do tempo, figura (5-12).

As fases saudáveis, após o regime transitório encontram-se de facto em sobretensão, tal como previsto na equação (5.14), devido à relação entre a tensão direta e homopolar.

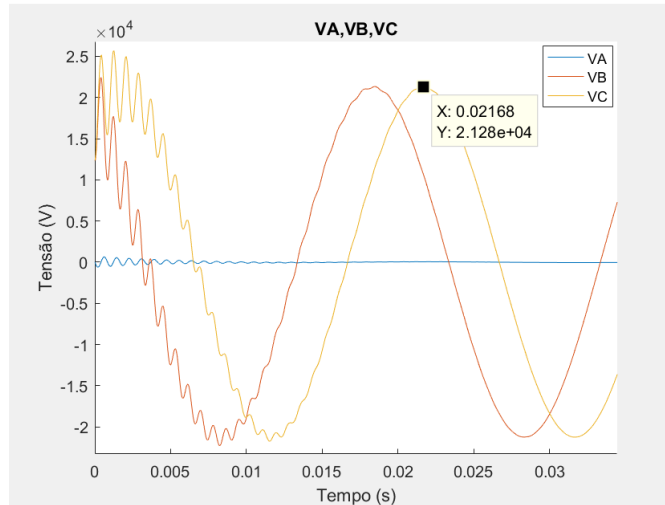


Figura 5-12. Tensões de Fase, Regime de Neutro Isolado – Metodologia A – Rede Reduzida - $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. Valor Máximo $V_a = 0.65kV$, $V_b = 22.43kV$, $V_c = 25.68kV$. Pico Permanente $V_a = 32.99V$, $V_b = 21.24kV$, $V_c = 21.24kV$. – Matlab

Com a metodologia A, estabeleceu-se o regime transitório do defeito, a corrente de defeito e as tensões de fase e componentes simétricas das tensões, não obstante as aproximações ao longo dos cálculos. Por exemplo, a linha foi considerada de parâmetros concentrados e constantes na frequência. Tal é aceitável para os cálculos em regime permanente, com uma única frequência, mas poderá não o ser para o regime transitório. Adicionalmente, não foram consideradas as reflexões na extremidade da linha elétrica, assim como outros fenômenos de propagação dos sinais.

5.3 Neutro Isolado - Metodologia B

Com base na figura (5-2), constrói-se o esquema do defeito monofásico em componentes simétricas, figura (5-13), com os valores mencionados no Capítulo.4.2 que se encontram em p.u.

Note-se que as capacidades, direta e inversa, não se encontram representadas na figura (5-13), isto devido à aproximação estabelecida nas equações (5.2) e (5.3).

No esquema encontram-se definidas as posições do barramento A, B_{A012} , e barramento 15, B_{15012} , relativas a cada uma das componentes simétricas e representa-se também os nós entre as componentes simétricas, $Nó_{012}$, já introduzidos na figura (2-4).

Para comparar a corrente de defeito obtida através da metodologia A e B, foram extraídos os resultados das simulações realizadas em EMTP, e comparados no Matlab.

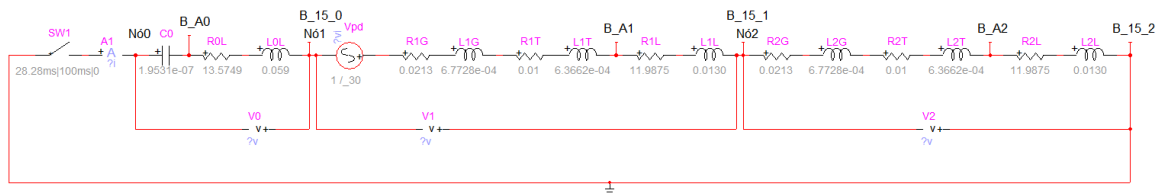


Figura 5-13. Esquema das Componentes Simétricas, Regime de Neutro Isolado. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.

Os resultados são idênticos, como se pode observar na figura (5-14), o que significa que a equação (5.51) está de acordo com o esquema da figura (5-13) e com os cálculos realizados em EMTP. A figura (5-13) encontra-se replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

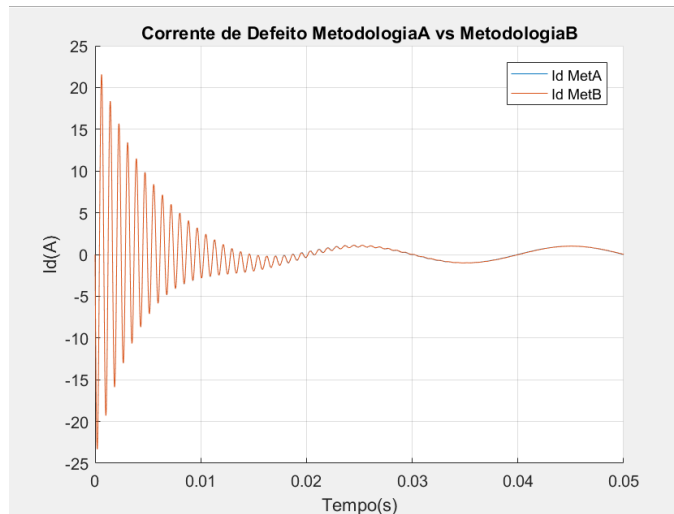


Figura 5-14. Comparação da Corrente de Defeito obtida com Metodologia A e Metodologia B. – Rede Reduzida - $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. Valor Máximo 23.29A, Pico Permanente 1.01A. Matlab.

Na metodologia B, as componentes simétricas das tensões são obtidas através de três voltímetros devidamente posicionados, figura (5-13). Os resultados, figura (5-15), estão de acordo com os da metodologia A, figura (5-10), tal como estavam para a corrente.

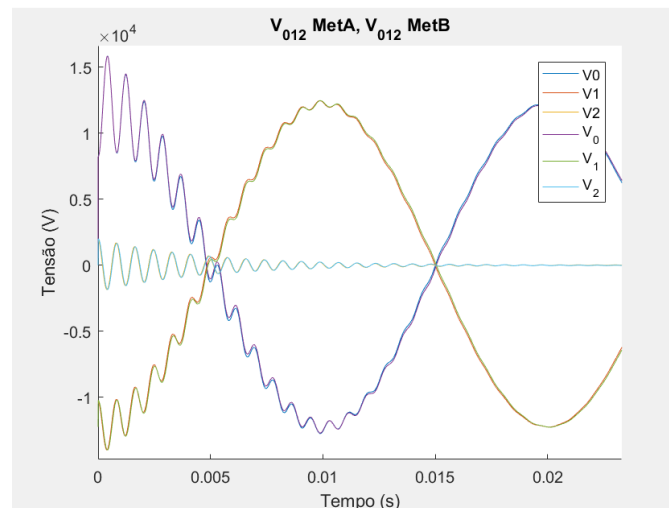


Figura 5-15. Comparação das Componentes Simétricas das Tensões obtidas com a Metodologia A e Metodologia B. Rede Reduzida - Para ambos: Valor Máximo: $V_0 = 15.86kV$, $V_1 = -14.02kV$, $V_2 = 2.01kV$. Pico Permanente $V_0 = 12.28kV$, $V_1 = 12.24kV$, $V_2 = 9.66V$. $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 1257Hz$, $\psi = 81.34^\circ$. – Matlab.

Uma vez que as componentes simétricas das tensões são idênticas na metodologia A e B, é aceitável assumir que as tensões de fase também o são. Há, no entanto, uma limitação no cálculo destas últimas para o esquema utilizado, figura (5-13), pois apesar de ser possível utilizar sinais de controlo no EMTP para aplicar a transformada de Fortescue, as tensões são constituídas pela soma de duas parcelas a diferentes frequências, logo seria necessário proceder como na metodologia A. Ou seja, era necessário ter as duas componentes distintas, livre e forçada, o que não é o caso.

Estando agora elaboradas as características do defeito para a rede reduzida, pretende-se, seguidamente, proceder ao estudo da rede de teste completa. Este estudo será feito através das metodologias B e C.

Acrescenta-se ao esquema da figura (5-13) as outras linhas para poder perceber a sua influência no estado de defeito. O defeito continua a ser simulado no final da linha 16, mas o esquema representativo das componentes simétricas necessita de ser alterado. Os componentes já considerados na figura (5-13), mantêm-se inalterados. O que é necessário acrescentar são as componentes simétricas das novas linhas, como ilustrado na figura (5-16).

Cada uma das linhas é representada através da sua capacidade homopolar, em paralelo, isto por causa das correntes visto do ponto de defeito. Considerar para cada linha apenas a capacidade homopolar é uma aproximação boa, isto porque a capacidade homopolar determina a corrente capacitiva da linha, o que no caso das novas linhas é o mais relevante em termos do impacto que têm na corrente de defeito na fase A, da linha 16.

O cálculo dos valores das capacidades homopolares é feito de forma idêntica à feita no cálculo da capacidade utilizada até agora, especificado no Anexo.1.

A corrente de defeito obtida para a rede completa em estudo através da metodologia B encontra-se representada na figura (5-17).

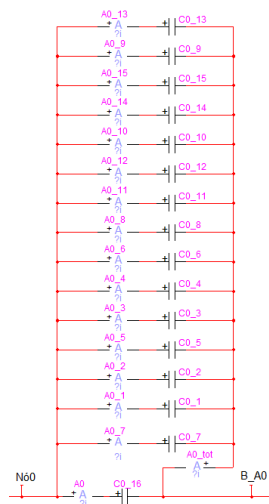


Figura 5-16. Condensadores Homopolares representativos das Linhas 1 a 16, Metodologia B – EMTF.

Ao acrescentar novas linhas à rede, onde previamente só era considerada a linha 16, aumenta, naturalmente, a capacidade da rede, o que leva a um aumento da corrente de defeito, equação (5.42), como é evidente na figura (5-17). Tem-se em regime permanente aproximadamente 6.3A, quando para a rede reduzida se tinha aproximadamente 1A. E para o regime transitório o valor máximo é 54.55 A, enquanto para a rede reduzida era 23.29 A.

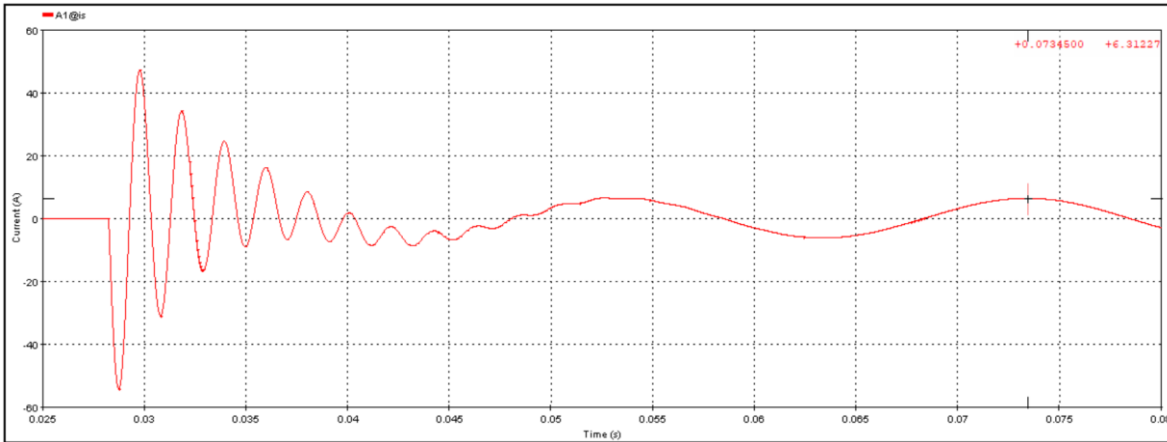


Figura 5-17. Corrente de Defeito com a Rede Completa - Metodologia B – Valor Máximo: 54.55A, Pico permanente 6.31A – $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 90^\circ$, - EMTP.

Note-se que o aumento da capacidade da rede resulta numa diminuição da frequência natural do sistema. De acordo com a equação (5.31), a frequência angular das oscilações não amortecidas, ω_0 , diminui com o aumento da capacidade C , e o mesmo para ω_n , equação (5.32).

O coeficiente de amortecimento manteve-se inalterado para a rede reduzida e para a completa, o que faz sentido uma vez que β não depende da capacidade das linhas, equação (5.31). Este facto é interessante pois permite concluir que para o regime isolado, uma proteção cujo algoritmo pretenda detetar defeitos monofásicos e seja sensível ao regime transitório, tem o mesmo intervalo de tempo para atuar em redes de dimensões diferentes. Isto porque a duração do regime transitório não se altera com o aumento da dimensão da capacidade da rede. Por outro lado, essa mesma proteção necessita de acautelar as variações da frequência natural diretamente relacionadas com a variação do tamanho da rede, por exemplo quando o número de linhas na rede aumenta, equação (5.32).

A diminuição da frequência natural é também evidente para as componentes simétricas das tensões, figura (5-18), em relação à da figura (5-15). Já os seus valores de pico, tanto para o regime transitório, como para o regime permanente, são comparáveis aos obtidos para a rede reduzida, não se alteraram com o aumento da rede.

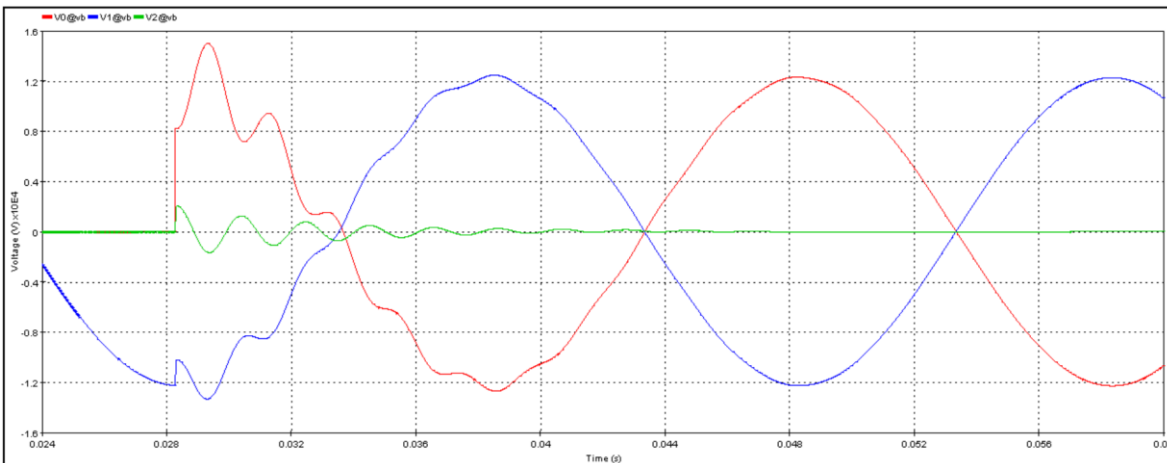


Figura 5-18. Componentes Simétricas das Tensões, Rede Completa – Metodologia B – Regime de Neutro Isolado. Valor Máximo: $V_0 = 14.99kV$, $V_1 = -13.33kV$, $V_2 = 2.02kV$. Pico Permanente: $V_0 = 12.29kV$, $V_1 = 12.27kV$, $V_2 = 60.75V$. $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 90^\circ$. EMTP.

Até ao momento, foi descrito e modelizado um único defeito, simulado através do fecho do interruptor. Para simular a intermitência, é necessário que o interruptor seja controlado para alterar a sua posição segundo os tempos definidos. Portanto, utilizou-se o interruptor controlado, já descrito no capítulo 4, em vez do interruptor simples, utilizado até agora.

Na figura (5-19), encontram-se representadas a corrente de defeito, para um defeito intermitente, e a tensão da fase defeituosa no ponto de defeito. Observando a relação entre os dois sinais, é possível perceber dois conceitos.

Primeiro, quanto mais elevada a tensão de fase no momento em que ocorre o defeito, mais elevado será o valor máximo da corrente nessa ocorrência. Tal é devido às condições iniciais definirem o comportamento da componente livre da corrente e consequentemente o regime transitório.

Segundo, após cada ocorrência, a tensão de fase apresenta um offset, resultante da presença de tensão na capacidade homopolar da linha. Esta tensão influencia a tensão de neutro, e por consequência as tensões das duas fases saudáveis. A tensão na capacidade homopolar da linha é nula no início do primeiro defeito, mas para os defeitos seguintes já não. O facto da tensão permanecer constante entre defeitos, deve-se à energia armazenada na capacidade homopolar da linha após a abertura do interruptor. Quando ocorre um novo defeito, a tensão da capacidade varia, mas entre defeitos encontra-se constante.

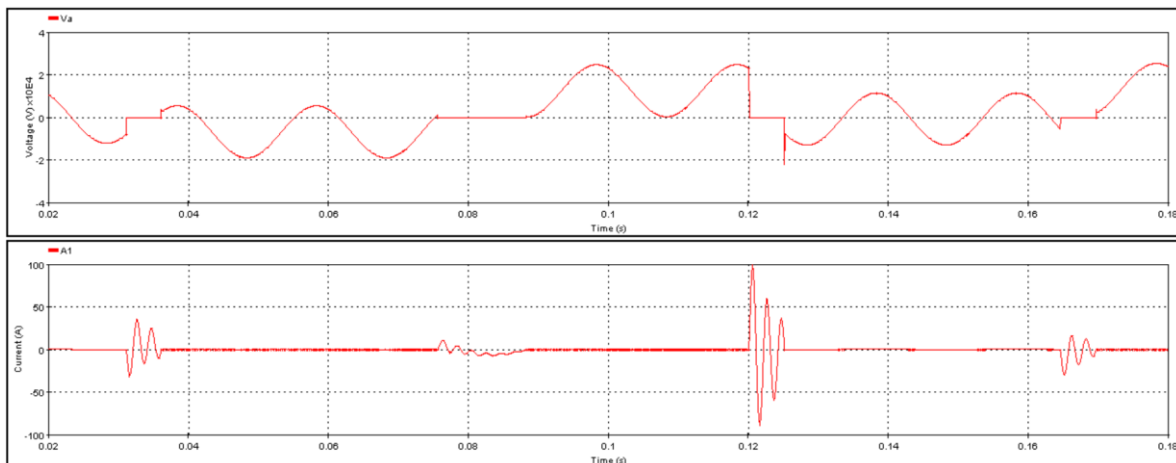


Figura 5-19. Parte Superior: Tensão homopolar. Parte Inferior: Corrente de Defeito Intermitente, Regime de Neutro Isolado - Metodologia B. Rede Completa - EMTP.

Ao aplicar a metodologia B, confirmou-se os cálculos realizados até ao momento, analisou-se a frequência natural, a magnitude dos picos da corrente e das tensões e o decaimento. Faz-se de seguida, a comparação dos resultados obtidos através de uma análise teórica, Metodologia A, e da sua verificação prática, Metodologia B, com os resultados obtidos diretamente do programa EMTP, Metodologia C.

5.4 Neutro Isolado - Metodologia C

Pretende-se agora aplicar a metodologia C. Para isso foi criado o circuito na figura abaixo, figura (5-20).

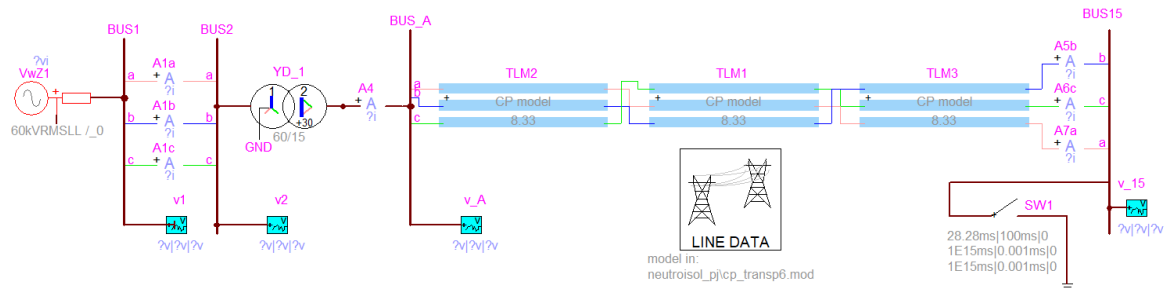


Figura 5-20. Rede reduzida - Metodologia C - EMTP.

Os parâmetros do gerador e transformador foram escolhidos como referido no subcapítulo 4.2, têm, portanto, valores idênticos em termos de componentes simétricas, em relação aos utilizados na metodologia B, figura (5-13).

Para a linha, foi escolhido o tipo CP (Parâmetros Constantes), assim como na metodologia B, e os parâmetros elétricos da linha são calculados com o programa EMTP, inserindo as características físicas da mesma, no modelo “line data”. A linha foi também dividida em três partes de igual comprimento e transposta, para simular simetria trifásica. Uma diferença presente é o facto dos parâmetros utilizados na metodologia A e B serem concentrados, enquanto os da metodologia C são distribuídos.

Estão presentes voltímetros em cada um dos barramentos e amperímetros em cada fase, entre componentes. Por fim o interruptor que origina o defeito monofásico, na fase A, tem o tempo de fecho igual ao da metodologia B.

De forma a incorporar a defasagem introduzida pelo transformador do tipo $Y\Delta d1$ que está agora presente, foi introduzido na metodologia B um ângulo de 30° na fonte de tensão, figura (5-13). Este ajuste é feito para que os resultados da metodologia B e C possam ser comparados com a mesma base temporal.

A escolha do tempo em que o interruptor se fecha na metodologia B e C é calculado de forma que o pico da corrente de defeito, seja o mais elevado possível, tal como na metodologia A.

Após simular o sistema da figura (5-20), obtém-se a corrente de defeito, figura (5-21), e observam-se outras frequências, para além da frequência natural e da industrial. Isto porque estão agora presentes os fenómenos de propagação e reflexão das ondas na linha.

Em comparação com a corrente de defeito obtida na metodologia B, a magnitude e fase em regime permanente são idênticas. No regime transitório há uma diferença na frequência natural, que ao longo dos ciclos, se torna cada vez mais evidente. Não foi identificada qual a origem da diferença entre as frequências naturais presentes. As duas dependem dos mesmos parâmetros dos componentes da rede, parâmetros estes que resultam em valores idênticos da corrente em regime permanente.

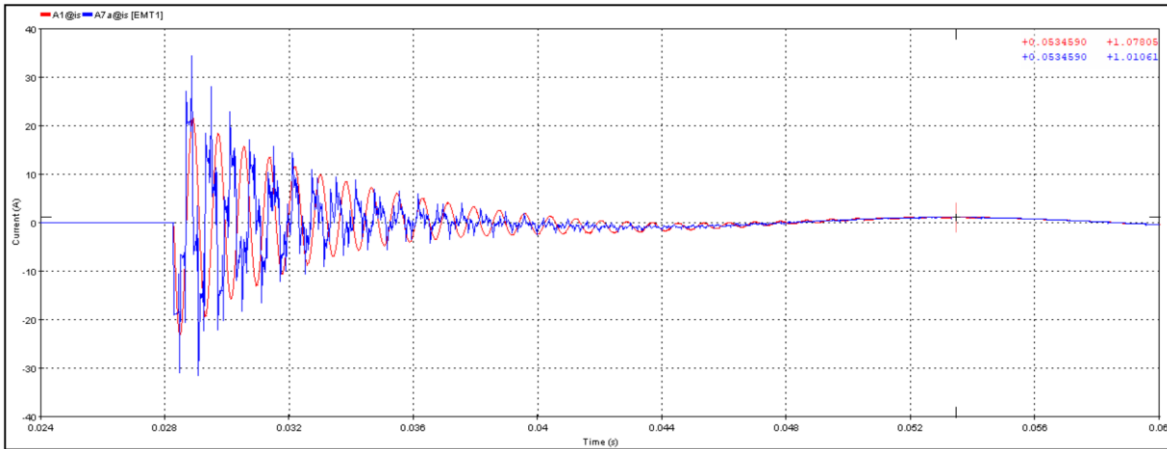


Figura 5-21. Comparação da Corrente de Defeito obtida com a Metodologia B e C. Rede Reduzida – Metodologia B: $1/\beta = 4.7\text{ms}$, $f_n = 1257\text{Hz}$, $\psi = 81.31^\circ$. Valor Máximo: 23.29A, Pico Permanente 1.07A. Metodologia C: $1/\beta = 3.6\text{ms}$, $f_n = 1634\text{Hz}$, $\psi = 90.06^\circ$. Valor Máximo: 34.19A, Pico Permanente 1.05A. EMTP.

O cálculo do coeficiente de amortecimento nesta metodologia foi feito de maneira distinta do cálculo feito previamente, equação (5.31). É agora calculado através dos resultados obtidos. Por exemplo, para a corrente de defeito obtida com a metodologia C, figura (5-21), subtrai-se ao sinal a componente forçada da corrente sobrando apenas a componente livre, que foi já estudada, equação (5.36). Em dois picos consecutivos os senos são unitários, o que permite calcular β através da subtração desses dois valores:

$$I_l(e^{-\beta t_1} - e^{-\beta t_2}) = i_l(t_1) - i_l(t_2) \quad (5.67)$$

O coeficiente de amortecimento, obtido da equação (5.67), é depois utilizado para simular no Matlab a comparação entre a exponencial $I_l e^{-\beta t}$ e o regime livre da corrente, obtido no programa EMTP.

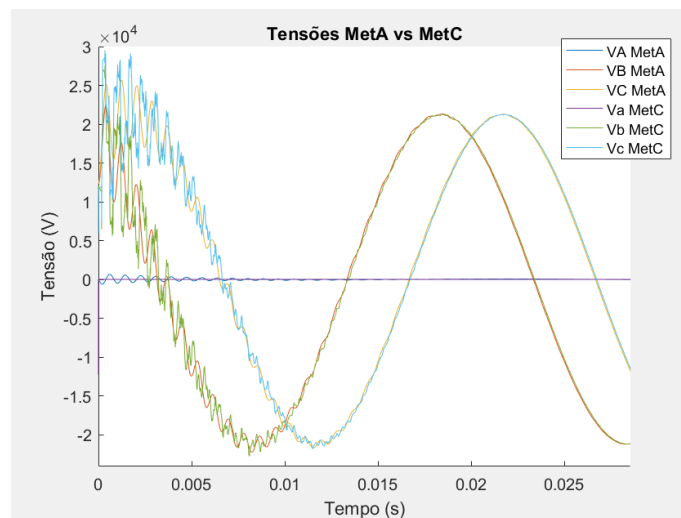


Figura 5-22. Comparação de Tensões de Fase, medidas no Barramento 15, Ponto de Defeito, Rede reduzida – Metodologia A e C. Rede Reduzida – Metodologia A: $1/\beta = 4.7\text{ms}$, $f_n = 1257\text{Hz}$, $\psi = 81.31^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 0.65\text{kV}$, $V_b = 22.43\text{kV}$, $V_c = 25.68\text{kV}$. Pico Permanente $V_a = 50.24\text{V}$, $V_b = 21.24\text{kV}$, $V_c = 21.24\text{V}$. Metodologia C: $1/\beta = 3.6\text{ms}$, $f_n = 1634\text{Hz}$, $\psi = 90.06^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 0\text{V}$, $V_b = 27.03\text{kV}$, $V_c = 29.53\text{kV}$. Pico Permanente $V_a = 0\text{V}$, $V_b = 21.24\text{kV}$, $V_c = 21.25\text{V}$. - Matlab.

Em relação às tensões de fase, na figura (5-22), observam-se as tensões medidas no barramento 15, ou seja, no fim da linha 16. A tensão da fase em defeito cai para zero, tal como visto previamente, e para as fases B e C estão presentes os mesmos valores de sobretensão obtidos para a metodologia A, figura (5-12).

A tensão na fase A, para as duas metodologias é diferente. Sendo que a impedância de defeito é nula, a tensão no ponto de defeito tem necessariamente de ser nula. Para a metodologia A, V_a não é imediatamente nula, isto deve-se às aproximações feitas no capítulo 5.1, nomeadamente o desprezar da capacidade directa e inversa. De um ponto de vista teórico, é necessário que a tensão na fase A seja nula, uma vez que esta é igual à soma das três componentes simétricas e estas encontram-se em série numa só malha (rever figura (5-13)).

Na figura (5-23), observam-se as tensões de fase, no barramento A, ou seja, antes da linha 16, cuja diferença mais notável, em relação às tensões da figura (5-22), é o regime transitório. Especialmente v_a , que tende para zero, convergindo à medida que a tensão na linha vai diminuindo.

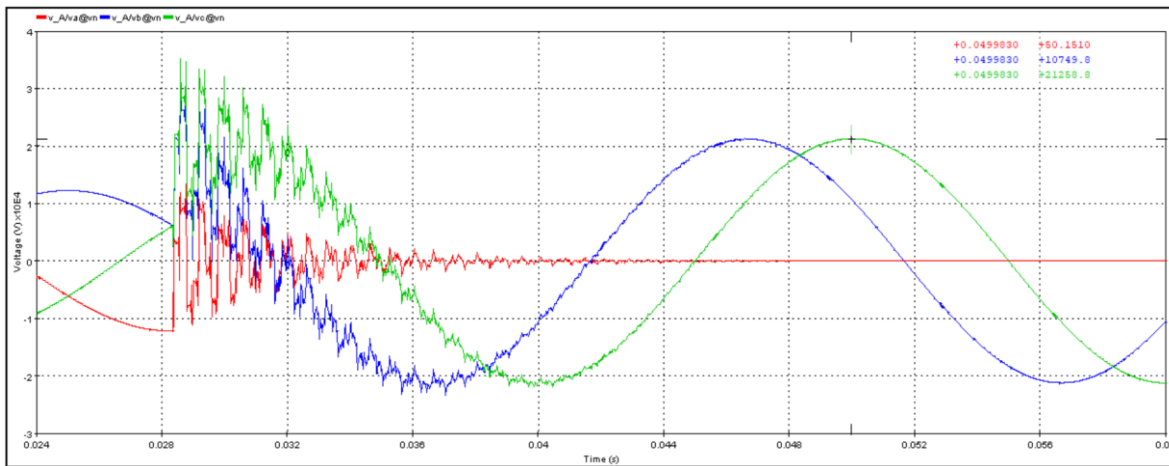


Figura 5-23. Tensões de Fase, medidas no Barramento A, Rede reduzida - Metodologia C - $1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1634Hz$, $\psi = 90.06^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 1.33kV$, $V_b = 33.54kV$, $V_c = 35.19kV$. Pico Permanente $V_a = 58.17V$, $V_b = 21.23kV$, $V_c = 21.29V$. EMTP.

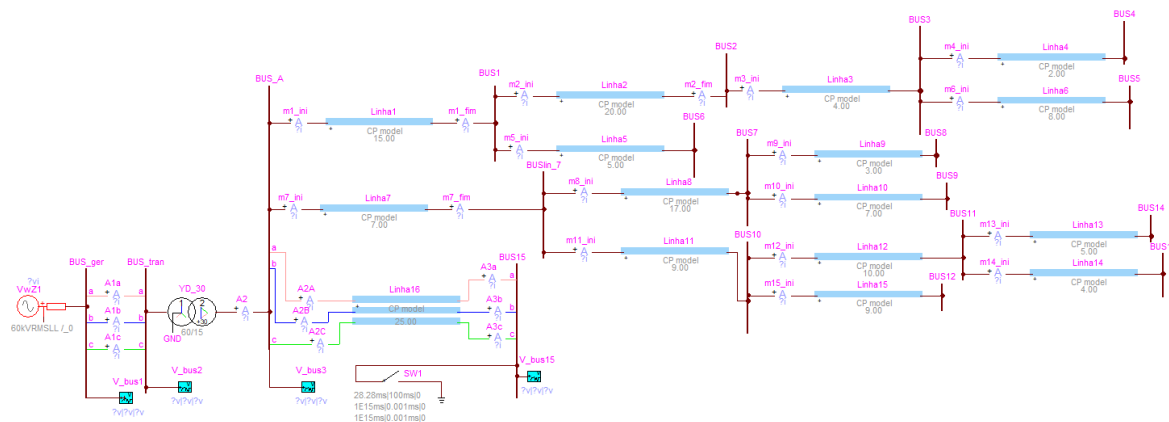


Figura 5-24. Rede Completa - Metodologia C - EMTP.

Assim como na metodologia B, consideram-se agora as restantes linhas da rede completa, figura (5-24). Respeitando as geometrias e comprimentos previamente definidos, Tabela 4-1. Cada linha tem parâmetros distintos das outras, devido às diferentes geometrias e comprimentos dos condutores. A figura (5-24) encontra-se replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

Na figura (5-25), encontram-se as correntes de defeito, obtidas com a metodologia B e C. Nota-se uma evolução, no sentido positivo, no que toca à aproximação das características da corrente de defeito, quando comparando com as respetivas características obtidas para a rede reduzida. Isto deve-se à diminuição dos efeitos de propagação e reflexão das ondas. A frequência natural nas duas metodologias convergiu, assim como os valores de pico para o regime transitório.

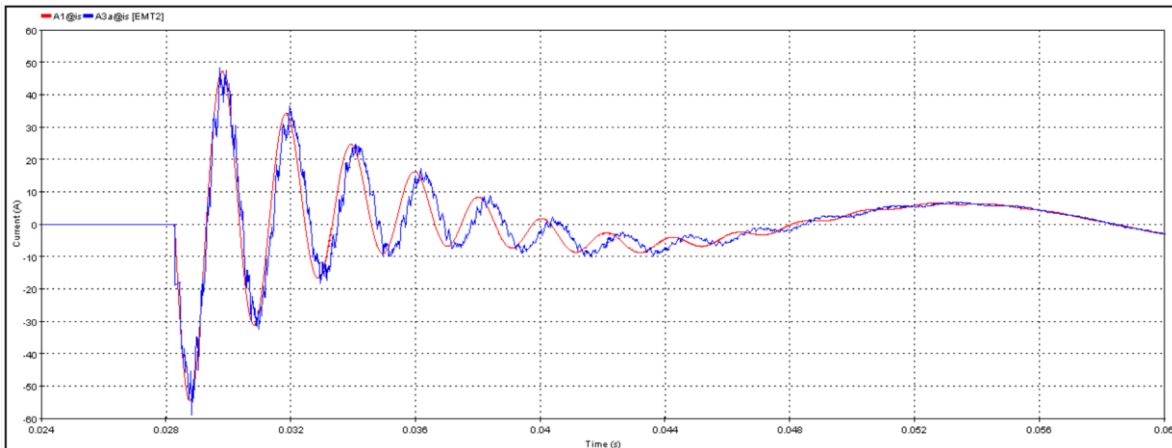


Figura 5-25. Comparação da Corrente de Defeito para a Rede Completa, obtida com a Metodologia B (Vermelho) e C (Azul) – Metodologia B: – Valor Máximo: 54.55A, Pico permanente 6.31A – $1/\beta = 4.7ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 90^\circ$. Metodologia C: – Valor Máximo: 58.74A, Pico permanente 6.32A – $1/\beta = 5.0ms$, $f_n = 467Hz$, $\psi = 87.90^\circ$ EMTP.

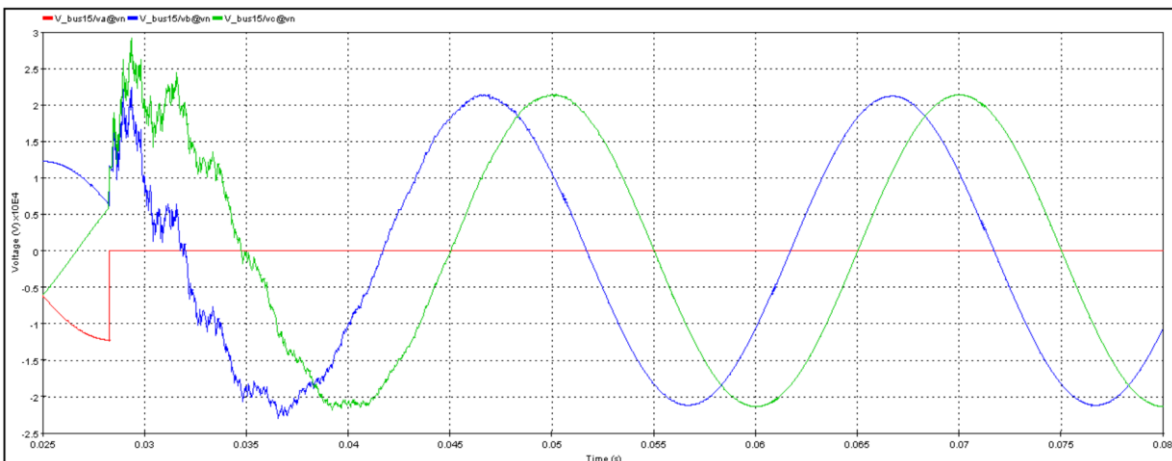


Figura 5-26. Tensões de Fase, no barramento 15. Fase A (vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa - Metodologia C - $1/\beta = 5.0ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 87.90^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 0V$, $V_b = 22.37kV$, $V_c = 29.13kV$. Pico Permanente $V_a = 0V$, $V_b = 21.21kV$, $V_c = 21.37V$. EMTP.

Nas figuras (5-26) e (5-27), estão representadas as tensões no barramento 15 e A, respetivamente, portanto, de cada um dos lados da linha 16. A diferença evidente é a tensão na

fase A, que no barramento A, é simplesmente a tensão na linha, e que converge para zero, em regime permanente. Já a tensão da fase A, medida no barramento 15, ponto de defeito, cai para zero mal se dá o defeito, isto porque a resistência de defeito foi considerada como sendo zero.

Tal como na metodologia B, o aumento da rede alterou a frequência natural do sistema, mas os valores máximos das tensões mantiveram-se inalterados.

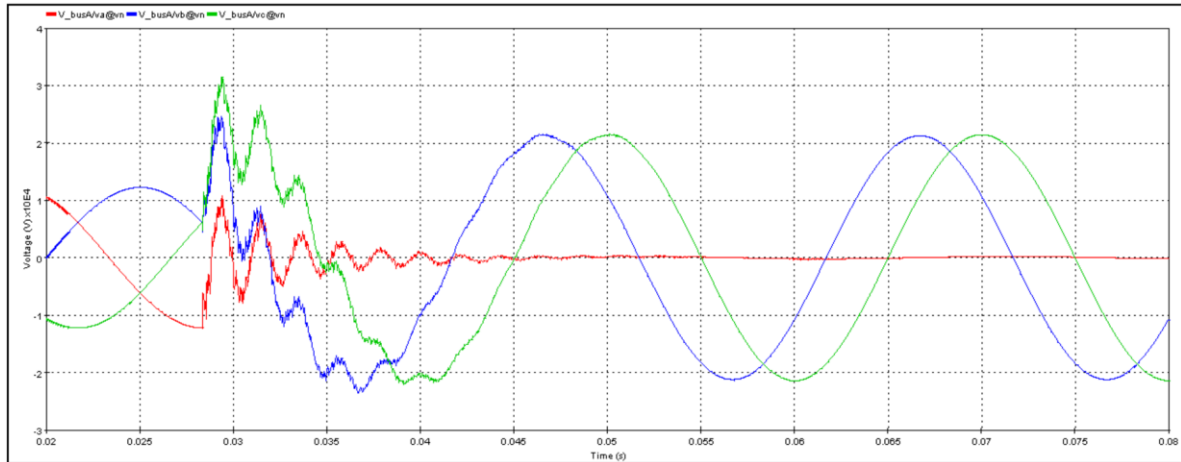


Figura 5-27. Tensões de Fase, no Barramento A. Fase A (vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa - Metodologia C - $1/\beta = 5.0ms$, $f_n = 491Hz$, $\psi = 87.90^\circ$. Valor Máximo: $V_a = 10.85kV$, $V_b = 24.52kV$, $V_c = 31.37kV$. Pico Permanente $V_a = 0.23kV$, $V_b = 21.24kV$, $V_c = 21.43V$. EMTP.

Por fim, para a rede completa, adiciona-se o interruptor controlado, idêntico ao utilizado na Metodologia B, simulando o defeito intermitente. A figura (5-28) encontra-se replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

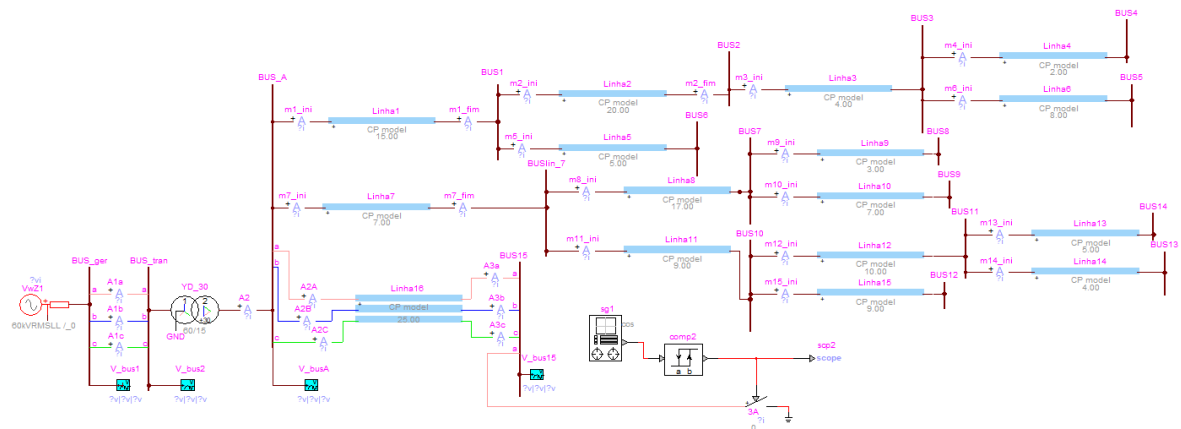


Figura 5-28. Rede em Estudo Completa, com o Interruptor Controlado, Regime de Neutro Isolado - Metodologia C - EMTP.

Na figura (5-29), observa-se a comparação da corrente e da tensão na fase defeituosa, para o defeito intermitente no fim da linha 16 na rede completa, obtidos através da metodologia B e C. As

duas metodologias levaram a resultados muito semelhantes, tanto para a tensão como para a corrente. As observações feitas na metodologia B mantêm-se relevantes. A tensão na fase A, entre defeitos, apresenta um offset constante devido à energia armazenada na linha.

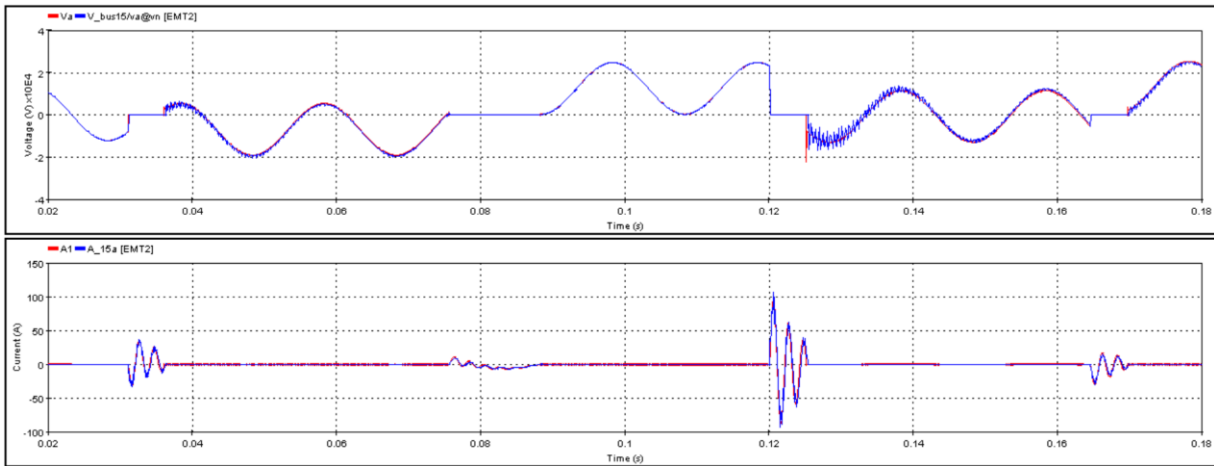


Figura 5-29. Comparação do Defeito Intermitente. Parte Superior, Tensão da fase A, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) no Barramento 15, Ponto de Defeito. Parte Inferior, Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) – EMTP.

Numa rede elétrica real, existem equipamentos em funcionamento que promovem a extinção no tempo da tensão de offset mencionada, por exemplo transformadores de tensão nos barramentos, utilizados pelas proteções da rede, ou até mesmo outras cargas. Essa convergência influencia os valores das tensões no momento de defeito, que por consequência altera as amplitudes da corrente de defeito.

Para uma melhor visualização das diferenças entre as correntes de defeito obtidas, introduziu-se a figura (5-30).

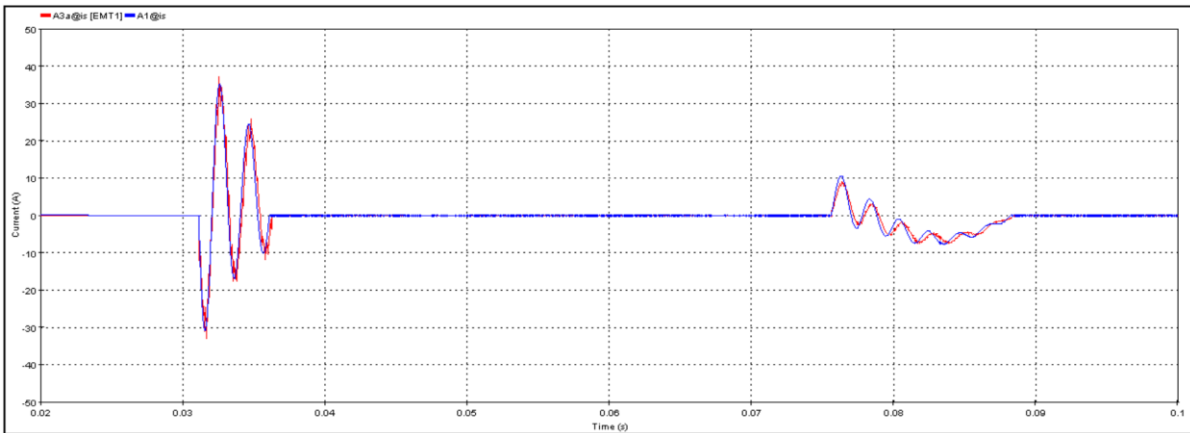


Figura 5-30. Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Azul), Metodologia C (Vermelho), Regime de Neutro Isolado - EMTP.

Com esta Metodologia foi possível evidenciar as limitações das metodologias A e B, patentes no regime transitório, causadas pelas aproximações realizadas. Já em regime permanente os resultados são iguais para as três metodologias, consequência direta de considerar todos os parâmetros do sistema, em vez de considerar apenas a capacidade homopolar da linha.

Capítulo 6 Regime de neutro Impedante

6.1 Propriedades do Regime de Neutro Impedante

Neste regime liga-se uma impedância elevada entre o neutro dos transformadores e a terra, com o objetivo de limitar o valor da corrente de defeito. Alternativamente, estabelece-se um neutro artificial através da utilização de um transformador em zig-zag já mencionado no Capítulo 4.

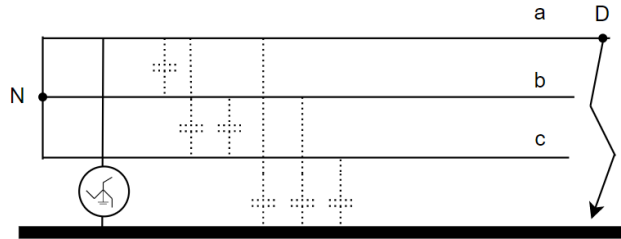


Figura 6-1. Representação do Defeito Monofásico com Regime de Neutro Impedante.

Foi considerada a componente homopolar do transformador zig-zag, uma simples indutância em paralelo com a capacidade homopolar, como representada na figura (6-2).

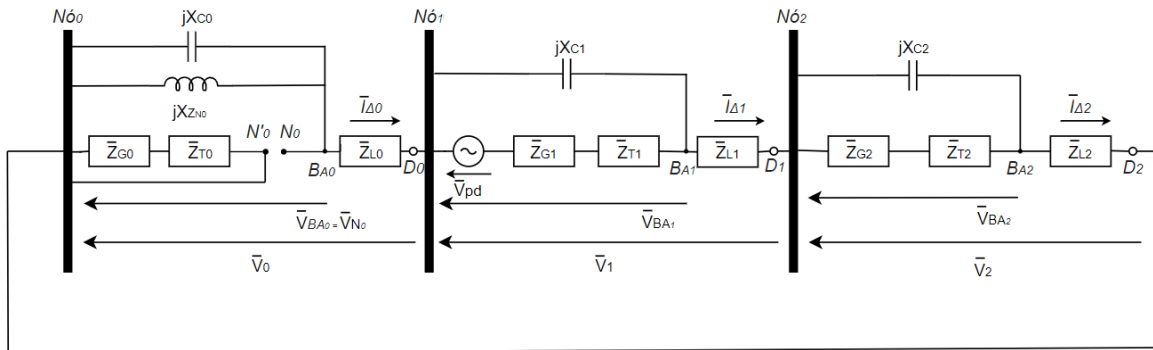


Figura 6-2. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Impedante.

A única diferença em termos de componentes neste regime de neutro, comparado com o neutro isolado, é a indutância entre o neutro e a terra. Mas essa novidade altera também a simplificação do esquema das componentes simétricas, figura (6-3).

O circuito simplificado é de 3º ordem, devido à existência de duas bobinas e um condensador. Tal como foi referido no capítulo 3, este facto é uma limitação para a metodologia A.

Em relação às equações que traduzem o circuito: Da malha 1 representada na figura (6-3), obtém-se:

$$-L \frac{di_1(t)}{dt} - Ri_1(t) + \frac{1}{C} \int i_3(t) dt = 0 \quad (6.1)$$

$$i_3(t) = CL \frac{d^2 i_1(t)}{dt^2} + CR \frac{di_1(t)}{dt} \quad (6.2)$$

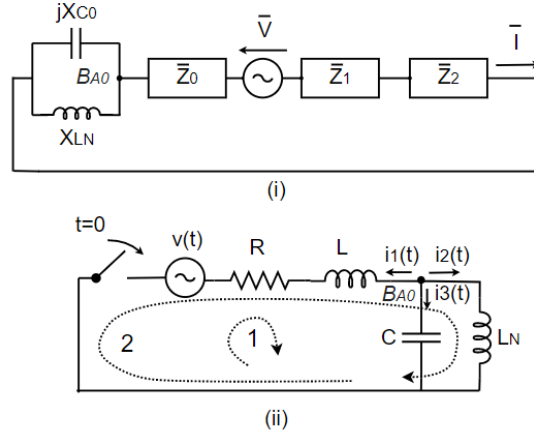


Figura 6-3. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Regime de Neutro Impedante.

Da malha 2, e com, $i_3(t) = -i_1(t) - i_2(t)$, obtém-se:

$$-L \frac{di_1(t)}{dt} - Ri_1(t) + L_N \frac{d(-i_1(t) - i_3(t))}{dt} = 0 \quad (6.3)$$

Substituindo a equação (6.2) em (6.3):

$$C L L_N \frac{d^3 i_1(t)}{dt^3} + R C L_N \frac{d^2 i_1(t)}{dt^2} + (L + L_N) \frac{d i_1(t)}{dt} + R i_1(t) = 0 \quad (6.4)$$

O circuito da figura (6-3)(ii), pode ser descrito segundo a equação diferencial (6.4), que é de ordem 3.

Em termos do regime forçado o cálculo da corrente de defeito é:

$$\bar{I}_{0f} = \bar{I}_{1f} = \bar{I}_{2f} = \frac{\bar{V}_{pd}}{(\bar{X}_{C_0} // \bar{X}_{L_N}) + \bar{Z}_0 + 2\bar{Z}_1} = 0.0203 e^{-j40.22^\circ} p.u., \quad I_{0f} = 110.5 A \text{ pico} \quad (6.5)$$

$$I_{df} = 3I_{0f} = 331.5 A \text{ pico} \quad (6.6)$$

Obteve-se também as componentes simétricas da tensão, deduzindo da figura (6-2):

$$\bar{V}_{0f} = \bar{I}_{0f} ((\bar{X}_{C_0} // \bar{X}_{L_N}) + \bar{Z}_0) = 0.539 e^{-j160.97^\circ} p.u., \quad V_{0f} = 6.658 kV \text{ pico} \quad (6.7)$$

$$\bar{V}_{1f} = \bar{V}_{pd} + \bar{I}_{1f} \bar{Z}_1 = 0.760 e^{j6.64^\circ} p.u., \quad V_{1f} = 9.306 kV \text{ pico} \quad (6.8)$$

$$\bar{V}_{2f} = \bar{I}_{2f} \bar{Z}_2 = 0.261 e^{-j160.29^\circ} p.u., \quad V_{2f} = 3.192 kV \text{ pico} \quad (6.9)$$

Aplicando a transformada de Fortescue, tem-se:

$$[\bar{V}_{abc}] = \begin{bmatrix} 0e^{j0^\circ} \\ 1.364e^{-j124.08^\circ} \\ 0.973e^{j141.75^\circ} \end{bmatrix} p.u. = \begin{bmatrix} 0e^{j0^\circ} \\ 16.703e^{-j124.08^\circ} \\ 11.918e^{j141.75^\circ} \end{bmatrix} kV \text{ pico} \quad (6.10)$$

6.2 Neutro Impedante – Metodologia B

Na figura (6-4), os dois condensadores têm um nó em comum com a indutância de neutro, que simboliza a terra, e estão um de cada lado da impedância homopolar da linha. A figura (6-4) encontra-se replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

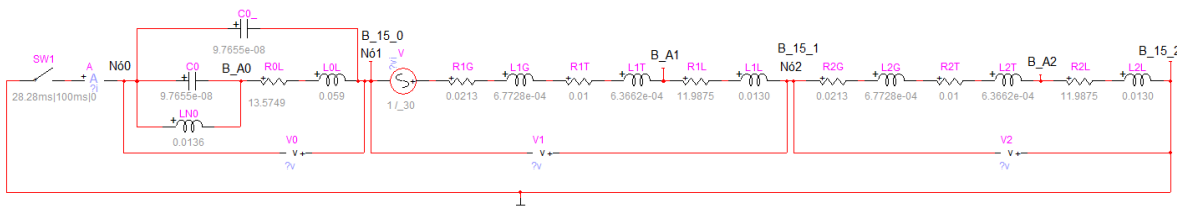


Figura 6-4. Esquema das Componentes Simétricas, Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.

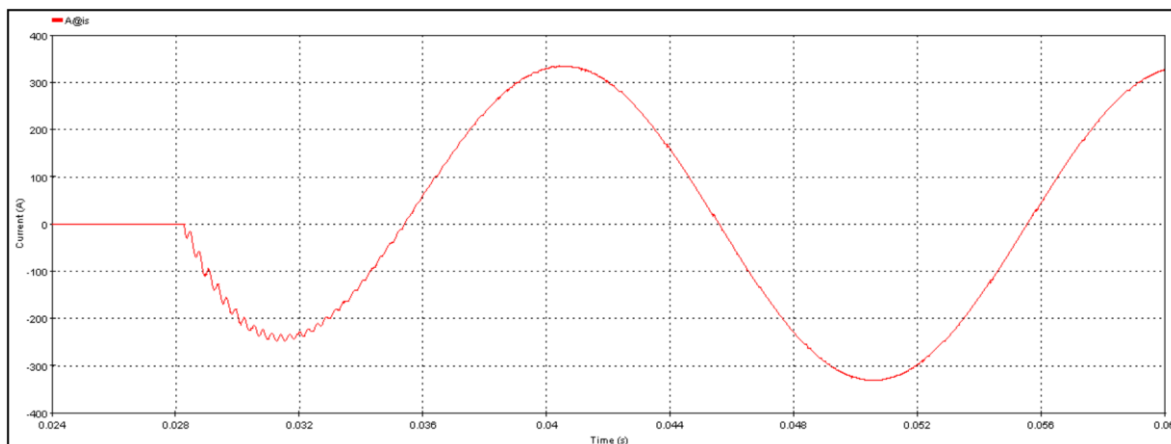


Figura 6-5. Corrente de Defeito, Rede Reduzida. Regime de Neutro Impedante - Metodologia B – $1/\beta = 2.6\text{ms}$, $f_n = 3311\text{Hz}$, $\psi = -39.70^\circ$. Primeiro Pico: -248.09A , Pico em regime Permanente 331.34A . EMTP.

A corrente de defeito tem, figura (6-5), em regime permanente, uma magnitude de 331.34A , portanto significativamente superior ao valor obtido em regime de neutro isolado. Isto para o transformador zigzag escolhido, naturalmente. Mas é importante notar que com o regime de neutro Impedante a magnitude da corrente do defeito monofásico é sempre superior à do regime de neutro isolado, em regime permanente.

Note-se que o valor obtido para a corrente de defeito em regime permanente está em concordância com o calculado na equação (6.6).

A tensão v_a é nula no ponto de defeito, tal como para o regime de neutro isolado, no entanto as relações estabelecidas para as componentes simétricas das tensões, $[\bar{V}_{012}]$, durante o capítulo 5.1, equação (5.14), não são aplicáveis a este regime de neutro. Isto porque, para este regime já não está presente o impacto que a capacidade homopolar tinha anteriormente, logo não há a simetria entre a tensão direta e homopolar. As componentes simétricas das tensões têm amplitudes diferentes em regime permanente, de acordo com o calculado nas equações (6.7) a (6.9).

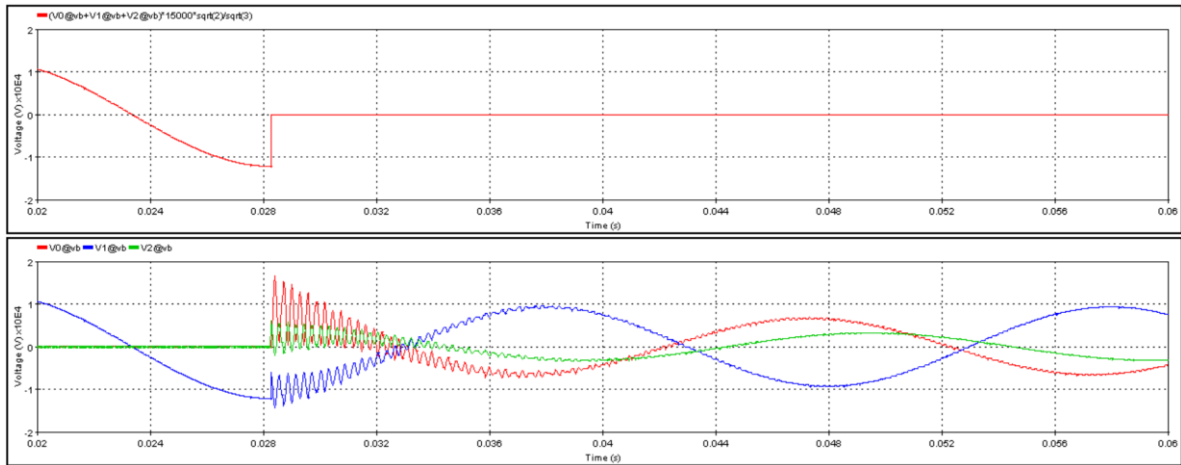


Figura 6-6. Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante. Parte superior: Tensão na fase A, no Ponto de Defeito, $V_a = 0V$. Parte Inferior: Componentes Simétricas das Tensões, Valor Máximo: $V_0 = 16.53kV, V_1 = -14.39kV, V_2 = 6.12kV$. Pico em regime Permanente: $V_0 = 6.62kV, V_1 = 9.31kV, V_2 = 3.20kV$. $1/\beta = 2.6ms, f_n = 3311Hz, \psi = -39.70^\circ$. EMTP

Para simular a rede completa, adicionam-se as capacidades homopolares das múltiplas linhas, tal como foi feito para o regime de neutro isolado. A indutância do transformador de neutro, encontra-se em paralelo com o conjunto dos condensadores, figura (6-7) que se encontra replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

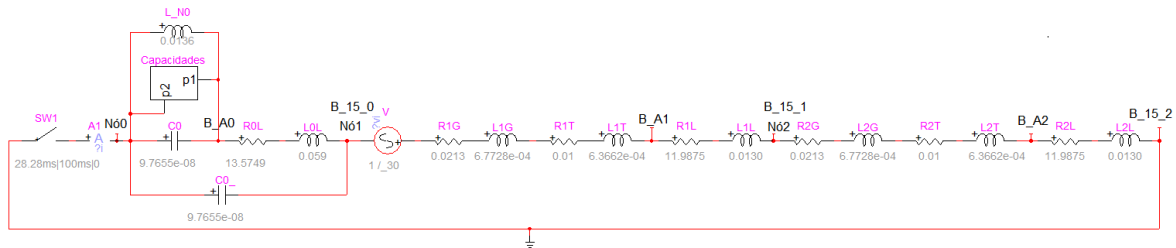


Figura 6-7. Esquema do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Rede Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia B - EMTP.

A indutância do transformador de neutro limita a corrente de defeito, como se pode verificar na figura (6-8). Este fenómeno deve-se ao valor das susceptâncias ser muito superior ao da indutância do transformador de neutro, e ao facto de estarem em paralelo, rever figura (6-2). Por isso a corrente de defeito obtida para a rede reduzida ou para a rede completa são praticamente iguais.

Na figura (6-8) são comparadas as correntes de defeito obtida com a rede reduzida e com a rede completa, verifica-se que o tempo do regime transitório, para a rede completa aumentou ligeiramente, assim como a frequência natural. O que sugere que o aumento da rede influencia o decaimento do regime livre assim como a frequência natural.

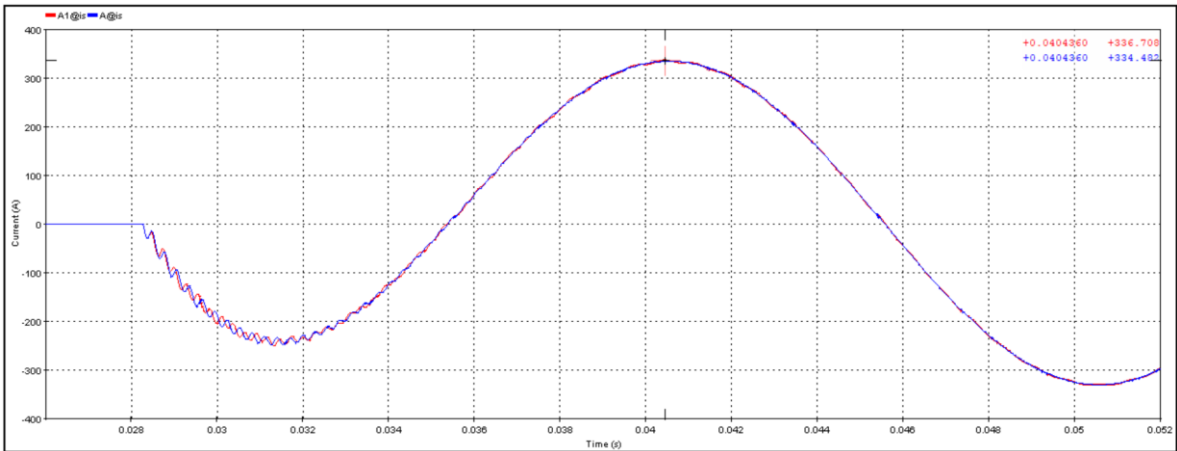


Figura 6-8. Comparação da Corrente de Defeito da Rede em estudo Completa (Vermelho), e Rede reduzida (Azul) - Metodologia B – Rede Reduzida: $1/\beta = 2.6\text{ms}$, $f_n = 3311\text{Hz}$, $\psi = -39.70^\circ$. Primeiro Pico: 248.09A, Pico em regime Permanente 334.48A. Rede Completa: $1/\beta = 3.8\text{ms}$, $f_n = 3663\text{Hz}$, $\psi = -41.09^\circ$. Primeiro Pico: 244.45A, Pico em regime Permanente 336.71A. - EMTP.

O regime livre é semelhante para a rede reduzida e completa. A componente livre da corrente de defeito na rede completa obtêm-se subtraindo o regime permanente da corrente de defeito, figura (6-9). Nota-se que por o circuito equivalente ser de ordem 3, o regime livre é constituído pela soma de duas parcelas, $I_{11} e^{-\beta t} \sin(\omega_n t + \alpha)$ e $I_{12} e^{-\beta' t}$. Como é possível ver, a componente livre tem sinal oposto à forçada, daí o primeiro pico da corrente de defeito ser inferior aos restantes.

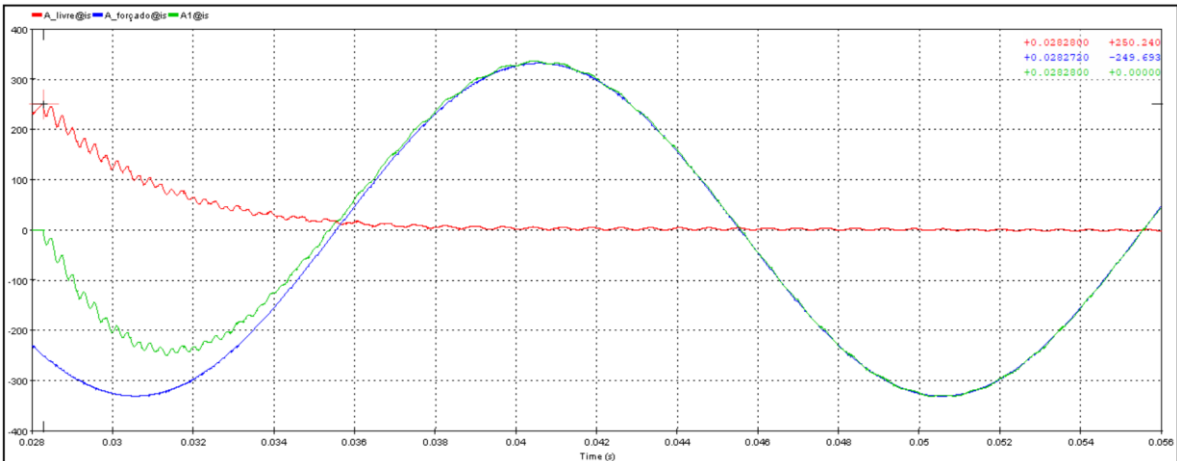


Figura 6-9. Corrente de Defeito da Rede Completa. Regime de Neutro Impedante. Metodologia B. Corrente de defeito livre (Vermelho), Corrente de defeito forçada (Azul) e Corrente de defeito (Verde)

Para as componentes simétricas das tensões, os valores obtidos, figura (6-10), são comparáveis aos obtidos para a rede reduzida, figura (6-6). Tal como para o neutro isolado, as componentes simétricas das tensões, medidas no ponto de defeito, não sofrem alterações com o aumento da rede.

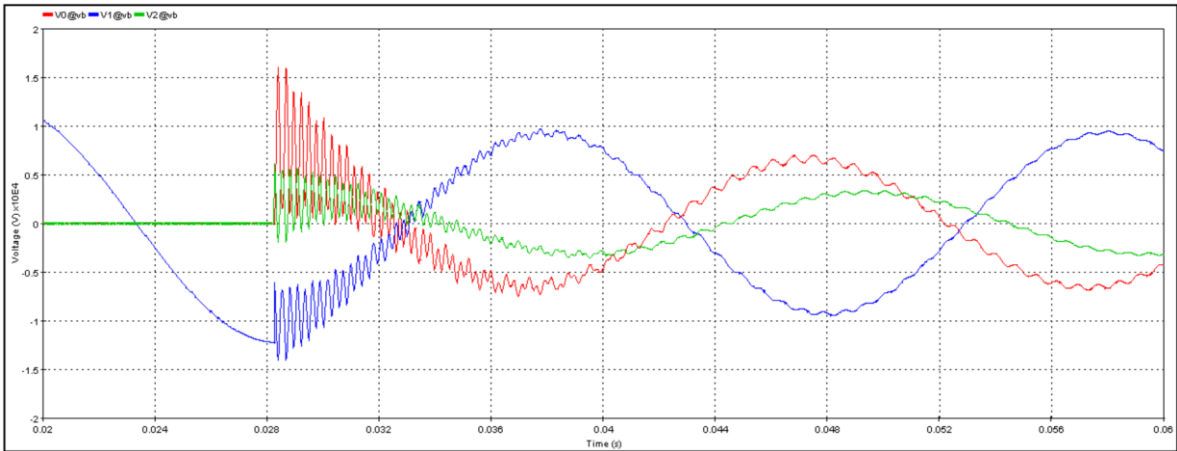


Figura 6-10. Rede Completa – Metodologia B - Componentes Simétricas das Tensões no Barramento 15, Valor Máximo: $V_0 = 17.99kV, V_1 = -14.12kV, V_2 = 6.12kV$. Pico Permanente: $V_0 = 6.67kV, V_1 = 9.34kV, V_2 = 3.23kV$. $1/\beta = 3.8ms, f_n = 3663Hz, \psi = -41.09^\circ$. EMTF

Com os tempos de manifestação e extinção do defeito intermitente, idênticos ao utilizados para o regime de neutro isolado, obtêm-se a característica da tensão na fase em defeito e da corrente de defeito representada na figura (6-11).

O segundo pico de corrente, figura (6-11) é inferior aos restantes. É assim porque está afetado pela existência de uma componente livre negativa, como referido para a figura (6-9). Nos picos da corrente da primeira e terceira ocorrências, a influência do regime transitório é diminuta, chegando então às magnitudes observadas para a corrente de defeito no regime permanente, com a rede completa, figura (6-8).

Outra propriedade interessante são as oscilações não amortecidas visíveis na tensão da fase A, no ponto de defeito. Estas devem-se às trocas de energia entre a capacidade homopolar das linhas e o transformador zigzag. E uma vez que não foram consideradas perdas no transformador zigzag as oscilações não se extinguem.

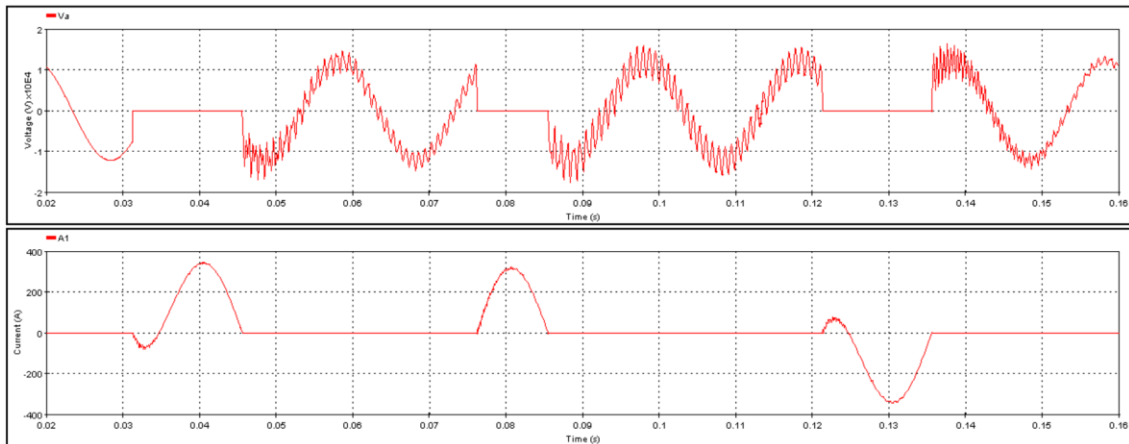


Figura 6-11. Parte Superior: Tensão Fase A no Barramento 15. Parte inferior: Corrente de Defeito Intermitente, com Regime de Neutro Impedante - Metodologia B - EMTF.

Note-se que a extinção do defeito ocorre sempre na passagem da corrente por zero, isto deve-se à impossibilidade de uma variação imediata da corrente que necessitaria de uma tensão infinita.

6.3 Neutro Impedante – Metodologia C

Comparativamente à aplicação da Metodologia C para o regime de neutro isolado, é necessário adicionar o transformador zigzag. Neste caso, o transformador zigzag encontra-se ligado ao barramento A, entre o transformador e a linha, onde estão presentes as três fases do sistema.

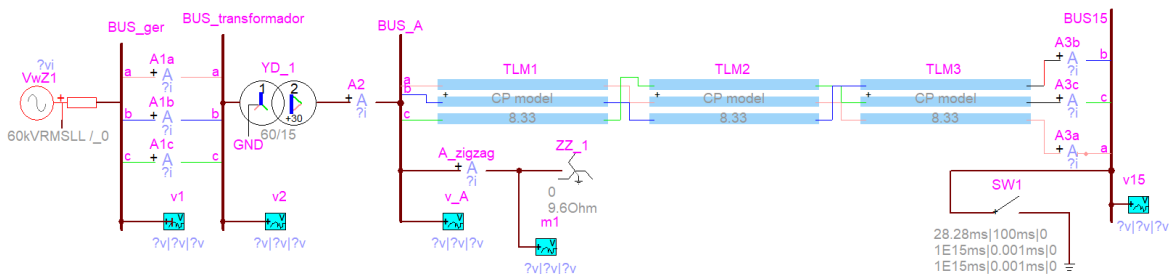


Figura 6-12. Representação do Caso de estudo apenas com a Linha 16, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - EMTF.

A corrente de defeito obtida com esta metodologia é semelhante à obtida na metodologia B, figura (6-5), sendo idêntica em regime permanente.

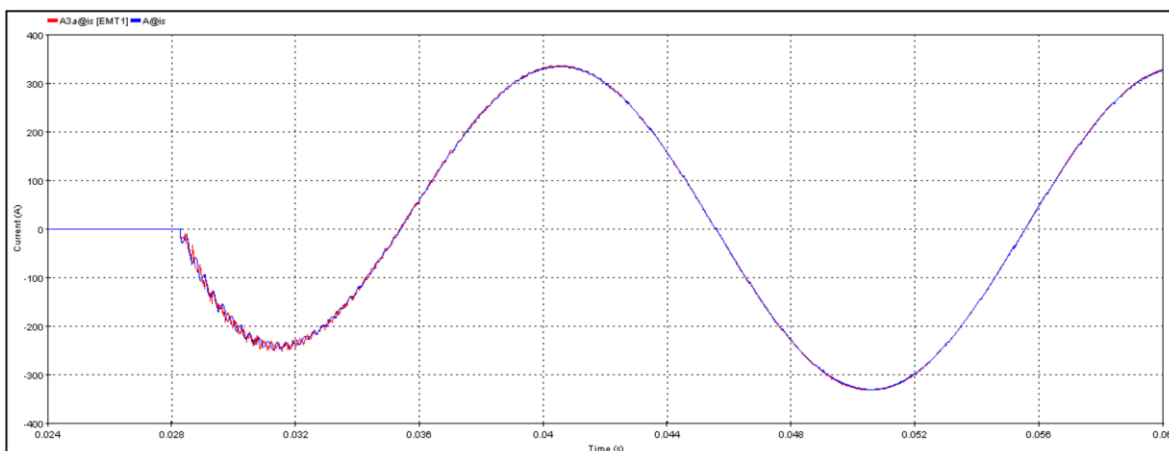


Figura 6-13. Comparação da Corrente de Defeito obtida com a Metodologia B (Azul) e Metodologia C (Vermelho), Regime de Neutro Impedante -Metodologia B: $1/\beta = 2.6\text{ms}$, $f_n = 3311\text{Hz}$, $\psi = -39.70^\circ$. Primeiro Pico: -248.09A , Pico Permanente 334.48A . Metodologia C: $1/\beta = 2.1\text{ms}$, $f_n = 4049\text{Hz}$, $\psi = -40.37^\circ$. Primeiro Pico: -251.57A , Pico Permanente 332.52A . EMTF.

As tensões de fase, v_{abc} , no barramento 15, figura (6-14), têm um comportamento distinto das obtidas para o regime de neutro isolado, figura (5-22). Verifica-se que v_b e v_c não têm amplitudes iguais para o regime permanente, o que era espectável tendo em conta as componentes simétricas das tensões obtidas para a rede reduzida na metodologia B, figura (6-10). Note-se que os valores de pico para as tensões de fase estão de acordo com os valores obtido na equação (6.10).

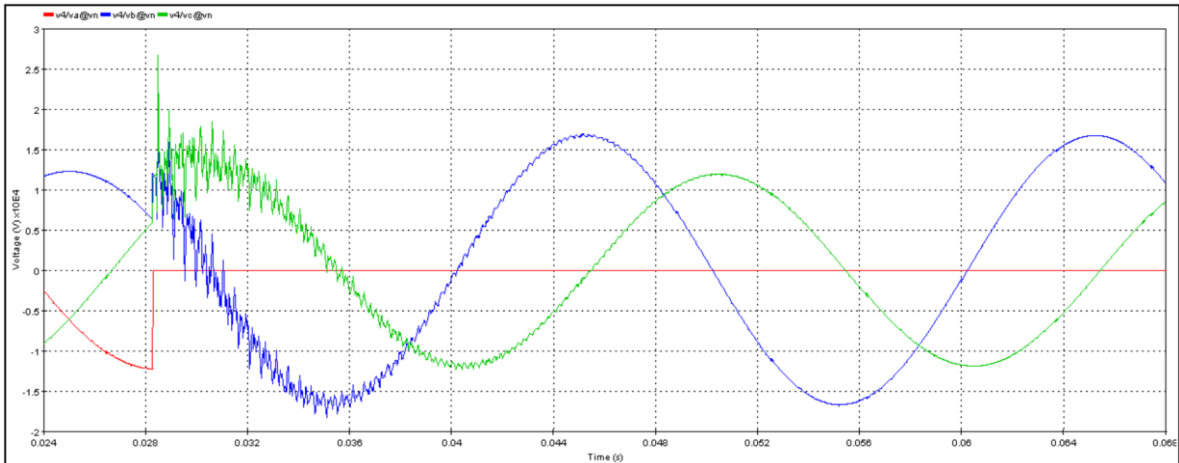


Figura 6-14. Tensões de Fase no Barramento 15, A (Vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - Valor Máximo: $V_a = 0V, V_b = 25.58kV, V_c = 26.65kV$. Pico Permanente: $V_a = 0V, V_b = 16.71kV, V_c = 11.91kV$. $1/\beta = 2.1ms, f_n = 4049Hz, \psi = -40.37^\circ$. - EMTP.

Na figura (6-15), estão representadas as tensões de fase, medidas no barramento A. A tensão da fase em defeito não converge para zero como acontece para o neutro isolado, figura (5-23). Isto deve-se ao facto da queda de tensão, em termos das componentes simétricas, não estar toda presente na componente homopolar. Ou seja, a tensão homopolar não é igual à tensão de pré-defeito, como era para o regime de neutro isolado. Observando a figura (6-2), é perceptível a diferença entre as tensões no barramento A (tensão entre B_{A_0} e N_0) e no barramento 15 (tensão entre D_0 e N_0). Portanto, a diferença entre as duas é a queda de tensão na linha 16.

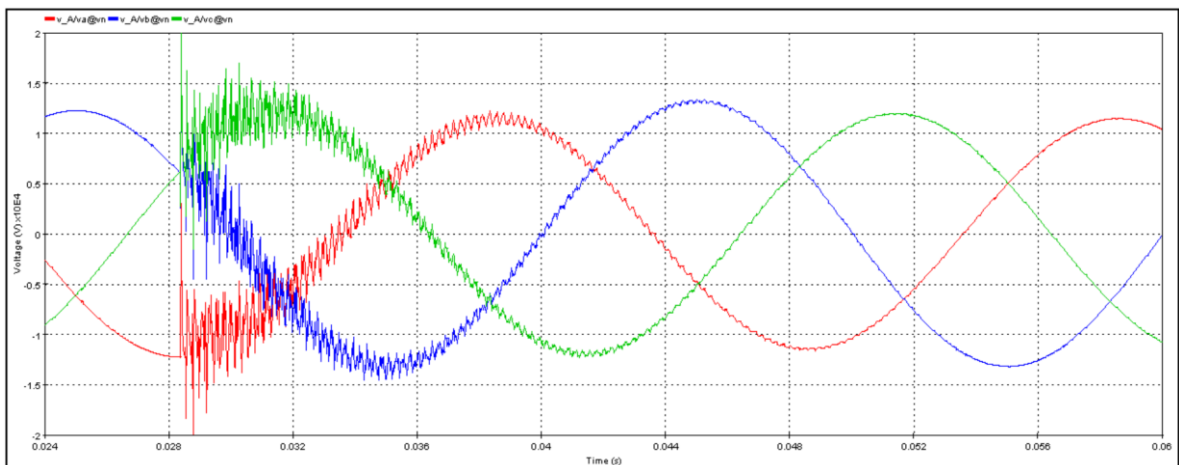


Figura 6-15. Tensões de Fase no Barramento A, Fase A (Vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - Valor Máximo: $V_a = -19.82kV, V_b = 20.40kV, V_c = 20.77kV$. Pico Permanente: $V_a = 11.46kV, V_b = 13.20kV, V_c = 11.95kV$. $1/\beta = 2.1ms, f_n = 4049Hz, \psi = -40.37^\circ$. - EMTP.

Adicionando as restantes linhas, idênticas às utilizadas para o regime de neutro isolado, tem-se agora o circuito representado da rede completa na figura (6-16), mantendo-se o mesmo

transformador zigzag. As Linha 1 a 15 são iguais às utilizadas para o regime de neutro isolado. A figura (6-16) encontra-se replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

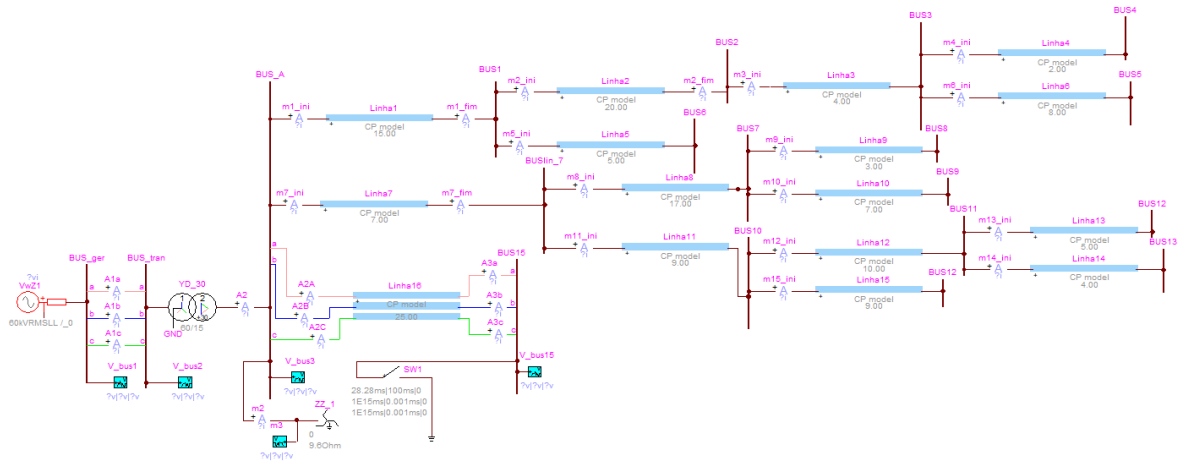


Figura 6-16. Representação do Rede em Estudo Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - EMTF.

De novo são comparadas as correntes de defeito para as duas metodologias. Verifica-se que mais uma vez, tal como para a metodologia B, está presente a propriedade do regime de neutro impedante, de manter a mesma corrente de defeito apesar de ser alterado o número de linhas na rede.

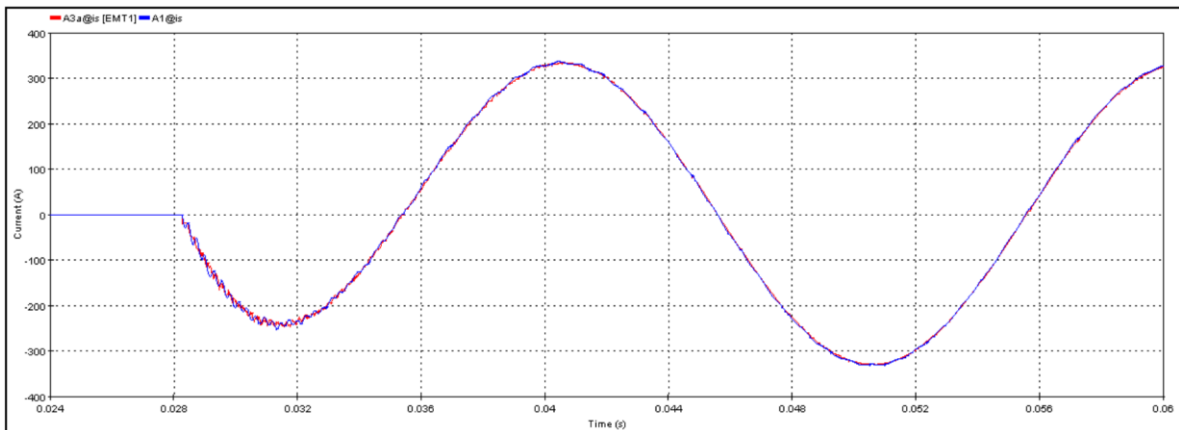


Figura 6-17. Comparação da Corrente de Defeito para a Rede Completa, obtida com a Metodologia C (Vermelho) e Metodologia B (Azul) - Regime de Neutro Impedante – Metodologia B: $1/\beta = 2.8ms$, $f_n = 3663Hz$, $\psi = -41.09^\circ$. Primeiro Pico: 244.45A, Pico Permanente 336.71A. Metodologia C: $1/\beta = 2.8ms$, $f_n = 4201Hz$, $\psi = -40.94^\circ$. Primeiro Pico: 244.51A, Pico Permanente 329.90A EMTF.

Por fim, simula-se o defeito intermitente, obtendo as características da tensão na fase A, no barramento 15 e também a corrente de defeito, figura (6-18).

As correntes resultantes das duas metodologias são praticamente idênticas. Contudo, para as tensões verifica-se que as oscilações não amortecem na metodologia B (como referido anteriormente), mas amortecem na metodologia C. Isto deve-se ao programa EMTF considerar as perdas no transformador zigzag ($0.01[\Omega]$). O regime forçado das duas tensões é idêntico, sendo apenas distinto o regime livre.

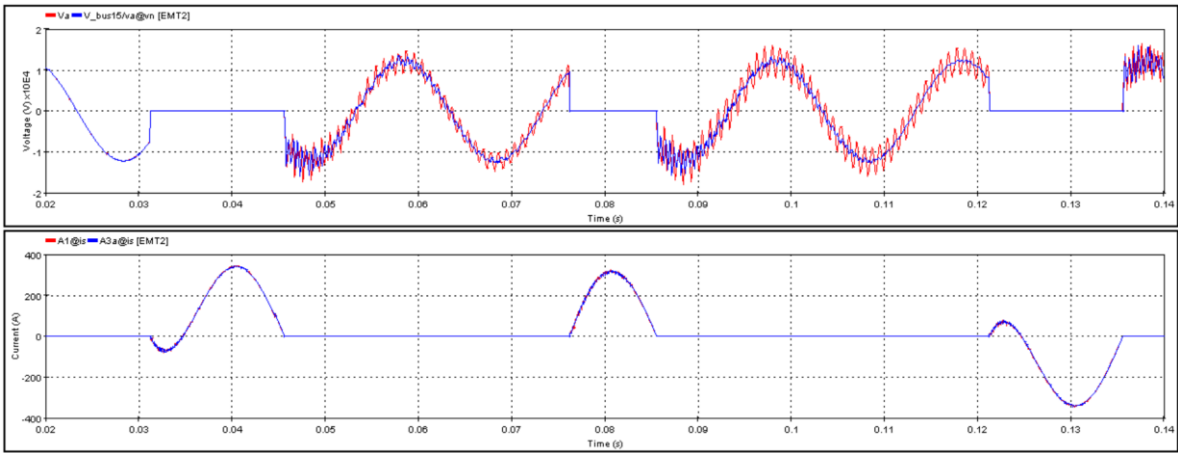


Figura 6-18. Parte Superior, Tensão da fase A, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) no Barramento 15, Ponto de Defeito. Parte Inferior, Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul) -Regime de Neutro Impedante. - EMTF.

Capítulo 7 Regime de Neutro Ressonante

7.1 Propriedades do Regime de Neutro Ressonante

No regime de neutro ressonante, ou compensado, é utilizada uma Bobina de Peterson (L_p), que se liga entre neutro do transformador e a terra, com o objetivo de cancelar a corrente de defeito, através de uma componente indutiva em oposição à corrente de defeito predominantemente capacitiva.

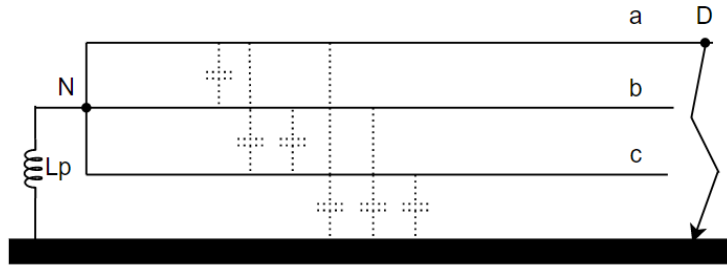


Figura 7-1. Representação do Defeito Monofásico com Regime de Neutro Ressonante.

Neste regime é por vezes utilizada uma resistência auxiliar, em paralelo com a bobina de Peterson, de modo a poder efetuar medições da corrente de defeito no caso de ressonância, necessário para permitir a deteção de defeitos com certas proteções [16]. Mas, neste caso, essa resistência não será utilizada, uma vez que se pretende simular o anulamento da corrente.

O esquema representativo do defeito monofásico em componentes simétricas para este regime de neutro é então:

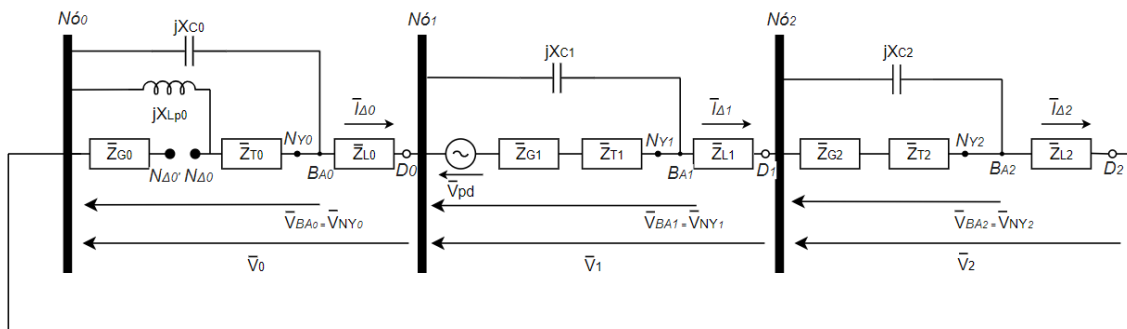


Figura 7-2. Esquema Representativo do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas com Regime de Neutro Ressonante.

Comparando com o esquema representativo das componentes simétricas para o regime de neutro impedante, figura (6-2), tem-se agora a indutância de neutro em série com a impedância homopolar do transformador. Para este regime de neutro, as ligações do transformador são ΔY_n , logo há corrente homopolar no secundário do transformador durante o curto-circuito fase-terra.

Com base no circuito da figura (7-2), para compensar a componente capacitiva da corrente é necessário que a bobina de Peterson seja dimensionada de forma que:

$$L_p = \frac{1}{\omega C_0} - \omega L_{0T} \quad (7.1)$$

Note-se que na equação (7.1), o fator 3 prende-se com o facto da bobina de Peterson, ser comum às três fases.

Relativamente à análise do regime transitório, procede-se tal como nos outros regimes, simplificando o esquema da figura (7-2), originou o circuito da figura (7-3).

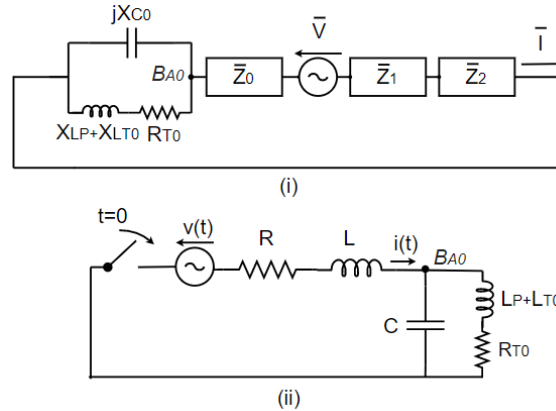


Figura 7-3. Esquema Simplificado do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas para o Regime de Neutro Ressonante.

O esquema da figura (7-3)(ii) é similar ao obtido para o regime de neutro impedante, figura (6-3), logo a equação diferencial que descreve o esquema simplificado para este regime é calculada de forma muito semelhante à anteriormente definida, equação (6.4). A única diferença é a substituição da indutância de neutro utilizada anteriormente, L_N , pela bobina de Peterson, L_p , e a impedância do transformador \bar{Z}_{T_0} .

Tal como para o regime de neutro Impedante, o circuito simplificado é de ordem 3, devido à existência de duas bobinas e um condensador. Pelo que para continuar a análise se recorre à metodologia B.

7.2 Neutro Ressonante – Metodologia B

A metodologia B é definida pelas componentes simétricas, tal como foi feito previamente para os outros dois regimes de neutro. Portanto, considera-se a bobina de Peterson no circuito do programa EMTP, e mantêm-se os restantes parâmetros, figura (7-4).

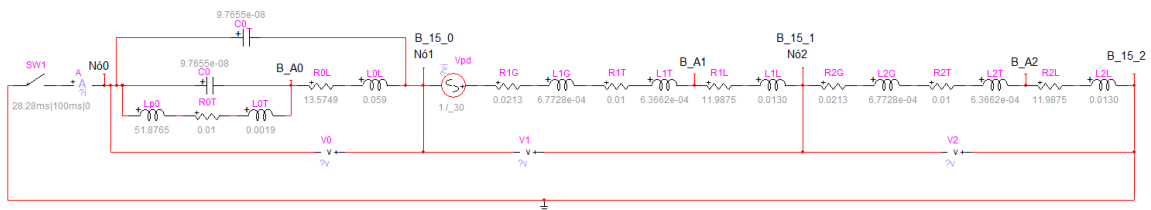


Figura 7-4. Esquema das Componentes Simétricas, Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.

A figura (7-4) encontra-se replicada no Anexo.2 para melhor visualização.

A corrente de defeito em regime permanente é nula, pelas razões já referidas. Para o regime transitório, a resposta do sistema é do tipo periódico amortecido, similar ao obtido para o regime de neutro isolado, a diferença é que a componente forçada da corrente para este caso é nula.

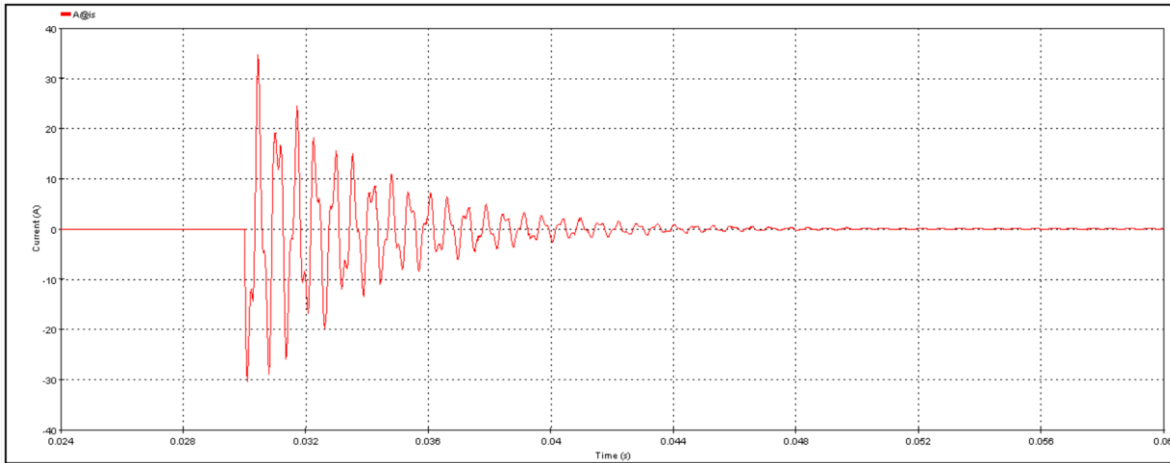


Figura 7-5. Corrente de Defeito, Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B – $1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1739Hz$. Valor Máximo: 34.60A, Pico Permanente 0.03A. EMTP.

Na realidade, a compensação da componente capacitiva apenas para a rede reduzida não seria de todo viável, uma vez que $L_p = 38.91H$, que é um valor difícil de concretizar.

As componentes simétricas das tensões, no ponto de defeito, apresentam uma característica semelhante à obtida para o regime de neutro isolado, relativamente à simetria entre a tensão direta e homopolar. A razão é a mesma que para o outro regime, ou seja, uma quase total queda de tensão na rede homopolar. Desta propriedade resulta também o valor nulo para a tensão inversa.

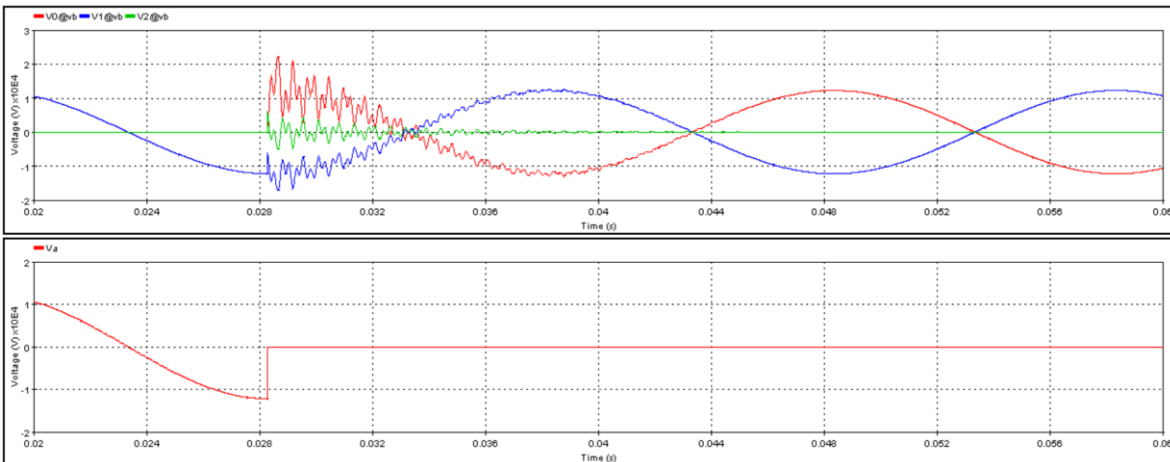


Figura 7-6. Rede Reduzida. Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B. Parte Superior: Componentes Simétricas das Tensões no Ponto de Defeito, Valor Máximo: $V_0 = 14.90kV$, $V_1 = -13.23kV$, $V_2 = 2.02kV$. Pico Permanente: $V_0 = 12.25kV$, $V_1 = 12.25kV$, $V_2 = 4.64V$. $1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1739Hz$. Parte inferior: Tensão na fase A, no Barramento 15, $V_a = 0V$. EMTP.

A corrente é também nula, em regime permanente, quando se consideram as restantes linhas da rede completa, figura (7-7). A bobina de Peterson, neste caso, foi adaptada para que o efeito de compensação da corrente capacitiva se mantenha.

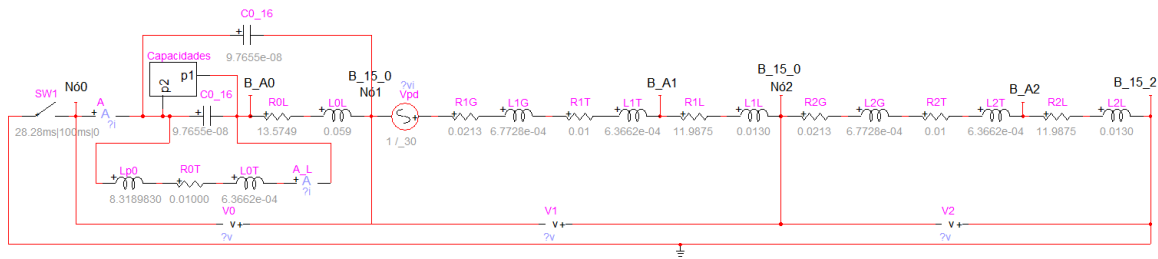


Figura 7-7. Esquema do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B - EMTP.

Como a capacidade da rede aumentou, é necessária agora, uma indutância de neutro menor, equação (7.1), um aumento da capacidade faz com que o valor necessário para a bobina de Peterson seja inferior. Tem-se agora $L_p = 3.698H$, cerca de 10 vezes inferior ao valor anterior.

A magnitude da corrente em regime livre é agora superior, devido ao aumento das capacidades consideradas, o que afeta o regime transitório. A corrente de defeito permanente é nula, o que significa que o novo ajuste à bobina de Peterson produziu o efeito desejado, figura (7-8).

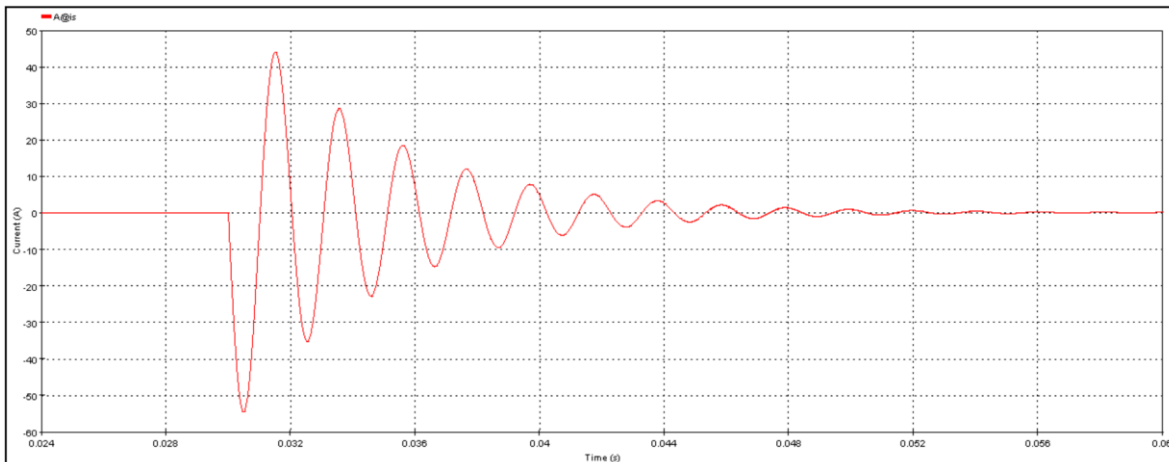


Figura 7-8. Corrente de Defeito, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B – $1/\beta = 4.8ms$, $f_n = 490Hz$. Valor Máximo: 54.40A, Pico em regime Permanente 0.01A. - EMTP.

Aumentar a rede não tem influência sobre a amplitude das componentes simétricas das tensões, mas diminui a frequência natural do sistema e diminui o decaimento, como já tinha sido referido previamente para o tipo periódico amortecido (neutro isolado) e assim aumenta a duração do regime livre.

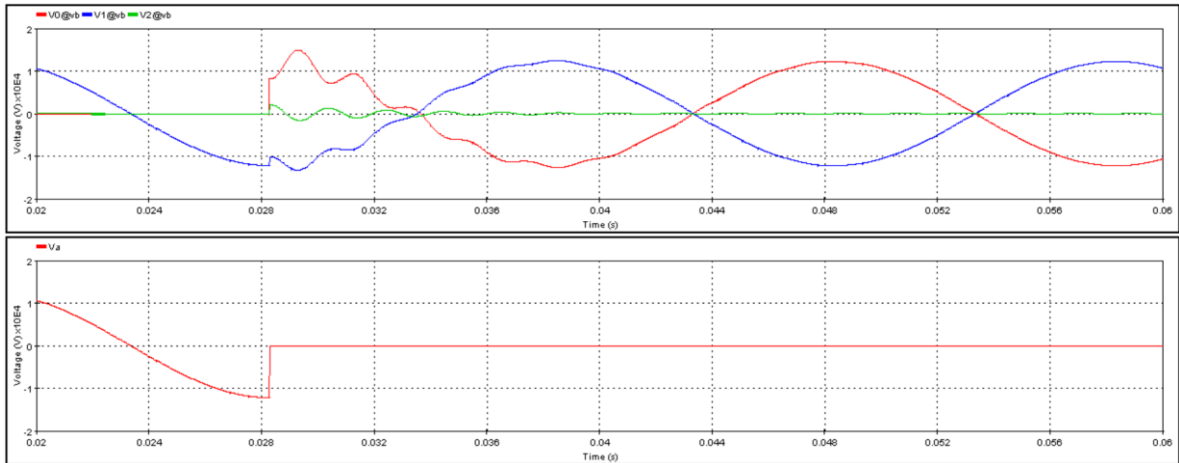


Figura 7-9. Rede Completa. Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B. Parte Superior: Componentes Simétricas das Tensões, Valor Máximo: $V_0 = 14.99kV$, $V_1 = -13.33kV$, $V_2 = 2.02kV$. Pico Permanente: $V_0 = 12.28kV$, $V_1 = 12.27kV$, $V_2 = 60.75V$. $1/\beta = 4.8ms$, $f_n = 490Hz$. Parte Inferior: Tensão na fase A, no Ponto de Defeito, $V_a = 0V$. EMTP.

Para o defeito intermitente, obtém-se a corrente de defeito representada na figura (7-10), assim como a tensão na fase correspondente. São visíveis as mesmas propriedades obtidas para o defeito intermitente para o regime de neutro isolado, exceto em relação ao offset que estava presente na figura (5-18). Isto porque, neste caso, a tensão homopolar não é constante, esta oscila devido à alternância energética entre a linha e a bobina de Peterson a 50Hz (devido ao valor escolhido para a bobina de Peterson). A tensão homopolar está em oposição de fase em relação à tensão direta, resultando numa tensão de fase (a soma dos componentes de tensão) menor que a tensão de fase nominal. Isso também acontece com o regime de neutro impedante, figura (6-11), a tensão homopolar pode ser vista, através de sua maior frequência, sobrepondo-se à tensão direta (50Hz). Cada ocorrência não tem o número de ciclos necessário para atenuar a componente livre da corrente. Por outro lado, a tensão na fase A, no ponto de defeito diminui ao longo das ocorrências.

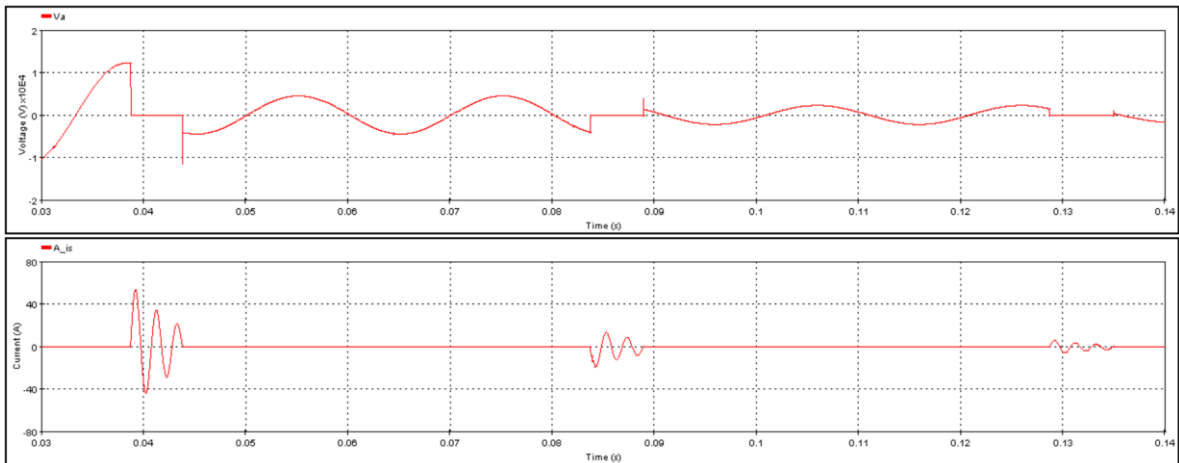


Figura 7-10. Parte Superior: Tensão na fase A. Parte Inferior: Corrente de Defeito Intermitente, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B - EMTP.

7.3 Neutro Ressonante – Metodologia C

Para simular o regime de neutro ressonante no programa EMTP, o tipo de ligações do transformador foi alterado para ΔY , de maneira a ter acesso ao seu neutro no secundário. Isto para ligar a bobina de Peterson entre o neutro e a terra, como se pode ver na figura (7-11).

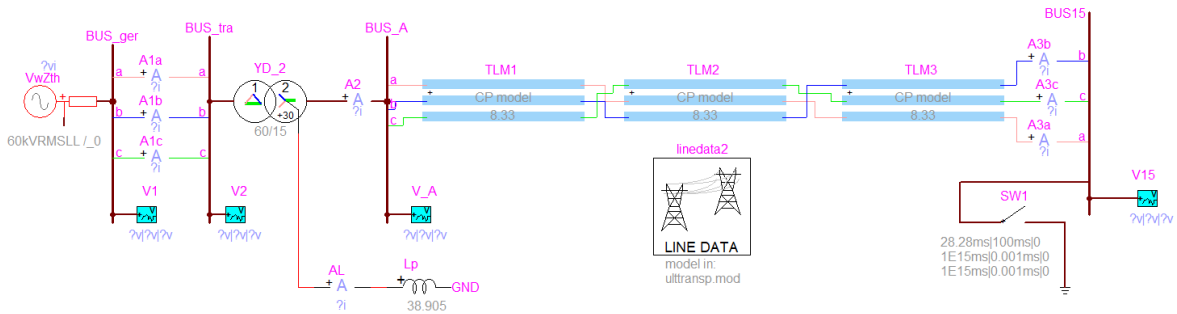


Figura 7-11. Representação da Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia C - EMTP.

Similarmente aos outros dois regimes de neutro, tem-se a comparação das correntes de defeito, considerando apenas a rede reduzida, figura (7-12), e considerando a rede completa, figura (7-13), bem como as tensões de fase, medidas no barramento 15, figura (7.14).

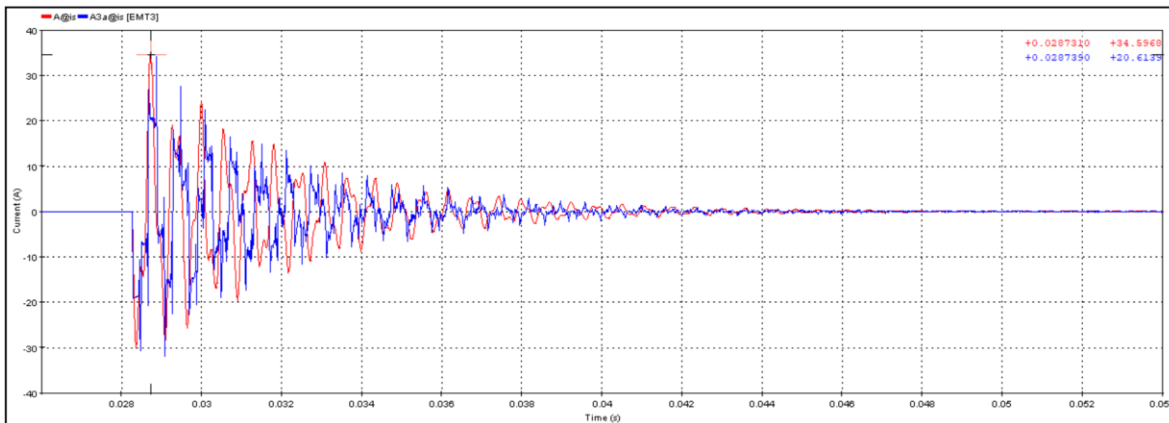


Figura 7-12. Comparação da Corrente de Defeito, Rede Reduzida, obtida com a Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul), Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B: $-1/\beta = 3.6ms$, $f_n = 1739Hz$. Valor Máximo: 34.60A, Pico Permanente 0.03A. Metodologia C: $-1/\beta = 3.4ms$, $f_n = 1656Hz$, Valor Máximo: 34.07A, Pico Permanente 0.01A. – EMTP.

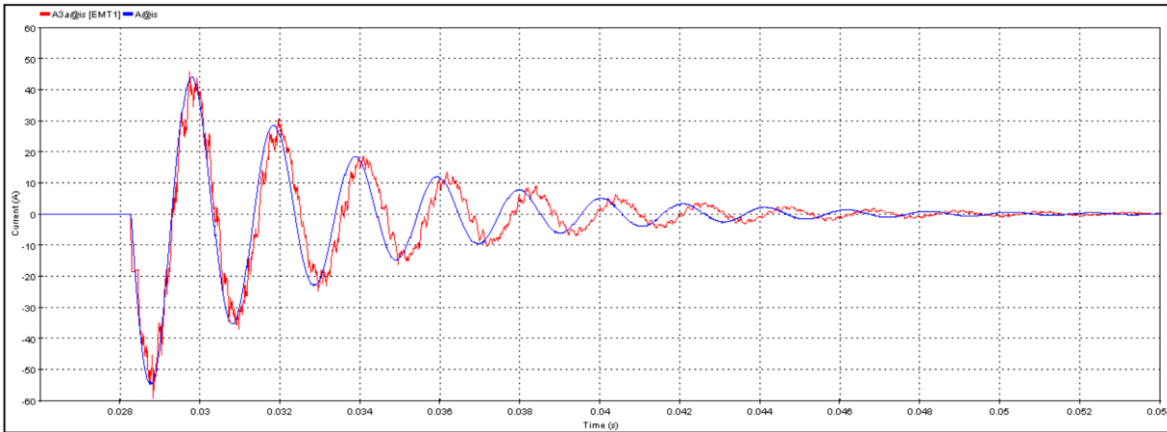


Figura 7-13. Comparação da Corrente de Defeito, Rede Completa, obtida com a Metodologia B (Azul) e Metodologia C (Vermelho), Regime de Neutro Ressonante. Metodologia B: $-1/\beta = 4.8\text{ms}$, $f_n = 490\text{Hz}$. Valor Máximo: 54.40A, Pico Permanente 0.01A. Metodologia C: $-1/\beta = 5.0\text{ms}$, $f_n = 477\text{Hz}$. Valor Máximo: 58.86A, Pico Permanente 0.01A. – EMTF.

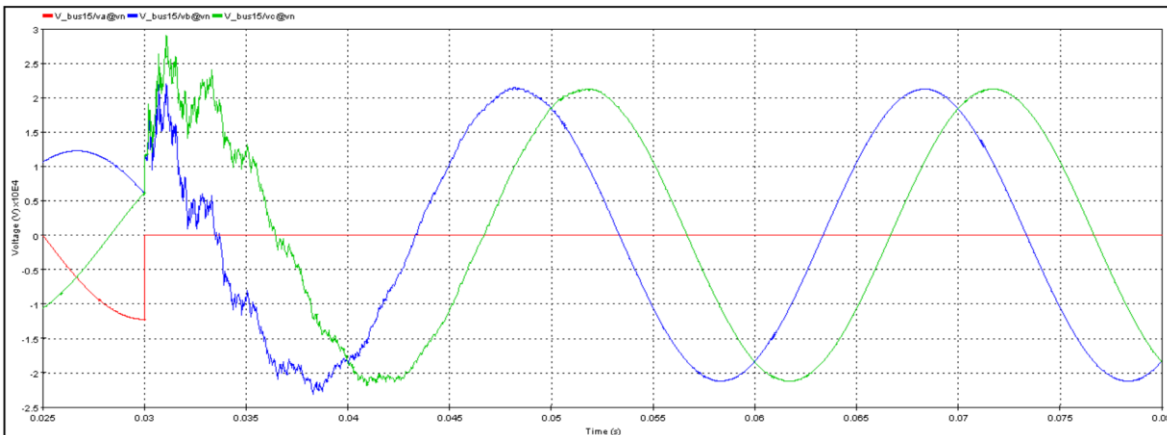


Figura 7-14. Tensões de Fase no Barramento 15, A (Vermelho), B (Azul), C (Verde), Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia C. Valor Máximo: $V_a = 0\text{V}$, $V_b = 22.22\text{kV}$, $V_c = 28.98\text{kV}$. Pico Permanente: $V_a = 0\text{V}$, $V_b = 21.22\text{kV}$, $V_c = 21.22\text{kV}$. $1/\beta = 5.0\text{ms}$, $f_n = 477\text{Hz}$ - EMTF.

As três figuras anteriores são todas muito similares às respectivas figuras obtidas para o regime de neutro isolado. Portanto, as propriedades discutidas anteriormente continuam a ser válidas.

Por fim, obtém-se o desejado defeito intermitente, figura (7-15), e é possível verificar que quanto maior a tensão no momento em que ocorre o defeito, maior o pico da corrente de defeito para essa ocorrência. A tensão na fase A (Metodologia B) não apresenta as mesmas oscilações de alta frequência observadas com a metodologia C, uma vez que apenas a metodologia C incorpora oscilações resultantes de fenômenos de reflexão no sistema. Para além disso, as duas metodologias são congruentes entre si, incluindo o facto interessante da tensão na fase A entre defeitos diminuir ao longo das ocorrências. Este fenómeno deve-se à presença de uma tensão homopolar entre defeitos, que resulta da energia acumulada que oscila entre o condensador homopolar e a bobina de Peterson (rever figura (7-3)) a uma frequência de 50 Hz. Como a resistência presente é reduzida, não dissipa a energia antes do defeito seguinte. Portanto para cada sucessiva ocorrência tem-se uma tensão homopolar maior e como consequência uma tensão de pré-defeito e de pico entre defeitos na fase A cada vez mais pequena.

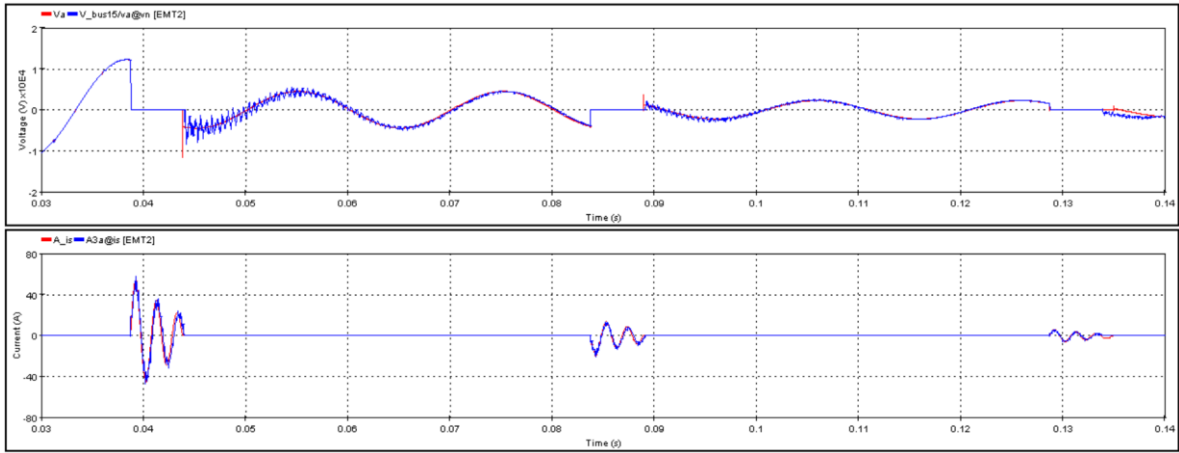


Figura 7-15. Parte Superior: Tensões de Fase no Barramento 15, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul), Ponto de Defeito, Rede Completa. Parte Inferior: Corrente de Defeito Intermitente, Metodologia B (Vermelho) e Metodologia C (Azul), Rede Completa. Regime de Neutro Ressonante - Metodologia C - EMTP.

Capítulo 8 Conclusão

Um defeito intermitente é um defeito que alternadamente se manifesta e se extingue em curtos intervalos de tempo irregulares. Este tipo de defeito é mais difícil de detectar do que um defeito permanente, mas a sua detecção pode prevenir uma evolução para este último tipo, daí a importância do seu estudo.

Neste trabalho foram estudadas três metodologias para o estudo de defeitos intermitentes, que foram aplicadas a casos de estudo com três regimes de neutro distintos: Isolado, Impedante e Ressonante. Deste modo, as principais conclusões retiradas foram as seguintes:

A Metodologia A, “Componentes Simétricas - Solução Analítica”, foi apenas aplicada ao regime de neutro isolado, isto devido à sua limitação analítica intrínseca, de apenas ser viável para sistemas até à segunda ordem. Com esta metodologia foi possível identificar uma propriedade interessante para a detecção de defeitos permanentes em redes com regime de neutro isolado, através da análise das componentes homopolar e direta da tensão, que nestas circunstâncias são simétricas e encontram-se em oposição de fase

A Metodologia B, “Componentes Simétricas Solução EMTP”, permitiu ultrapassar a limitação da Metodologia A, sendo assim possível o estudo do defeito em sistemas de qualquer ordem. Com esta metodologia é possível estudar a influência da variação no tamanho da rede no defeito, no entanto, esta metodologia não considera a presença de altas frequências originadas por fenómenos de propagação e reflexão na rede.

A Metodologia C, “Solução Direta EMTP”, foi a que permitiu obter melhores resultados das simulações. É aplicável aos sistemas independentemente do regime de neutro e capta a presença de altas frequências, devido a considerar parâmetros distribuídos.

A principal distinção entre as metodologias é que na metodologia A e B foram considerados parâmetros concentrados e estudado o defeito através do esquema do defeito monofásico em componentes simétricas, enquanto na metodologia C foram considerados, para as linhas, parâmetros distribuídos e foram utilizados os modelos dos componentes imbuídos no EMTP. Para o regime permanente, as três metodologias produziram resultados congruentes. Já para o regime transitório, os resultados foram similares, havendo uma diferença em termos da frequência natural, cuja causa não foi possível identificar, mas que diminui com o aumento da rede.

O regime de neutro isolado foi o regime estudado com mais detalhe, isto porque foi o único em que foram aplicadas as três metodologias. Devido ao valor elevado da capacidade da rede, o regime transitório do defeito é sempre do tipo periódico amortecido, a corrente de defeito é reduzida e há sobretensão nas fases sãs.

O regime de neutro impedante origina características para as correntes e tensões, distintas das do regime de neutro isolado. Podem justificar-se algumas destas diferenças, diretamente da equação diferencial que descreve o sistema, equação (7.4). Devido à introdução da indutância de neutro, tem-se uma equação de terceira ordem do tipo periódico não amortecido. Verificou-se a influência que a indutância de neutro tem na corrente de defeito. Foi sempre utilizada a mesma bobina ao longo do capítulo, e o resultado foi ter aproximadamente sempre a mesma corrente sendo testada a rede reduzida ou completa, metodologia B ou metodologia C. Dada a relevância da corrente forçada, não se percebeu tão facilmente as diferenças obtidas para o regime transitório nas várias simulações como para o regime de neutro isolado.

O regime de neutro ressonante tem aspetos similares ao isolado. Em relação ao regime transitório, a resposta do sistema é do tipo periódico amortecido, tal como obtido com o regime de neutro isolado. Quanto ao regime permanente, a corrente é nula, mas a sobretensão das tensões

nas fases sãs é comparável à obtida para o regime de neutro isolado, assim como as componentes simétricas das tensões têm também características e magnitudes similares.

É importante notar que nem todas as características obtidas para os casos de estudo são generalizáveis. É necessário ter sempre em consideração os parâmetros dos elementos da rede, pois são fundamentais.

No defeito intermitente, para os três regimes de neutro, obtiveram-se resultados muito próximos com as metodologias B e C. O que indica que com a metodologia B é viável para analisar defeitos intermitentes, para além disso, a simulação é cerca de três vezes mais rápida, devido à simplicidade em relação à Metodologia C. Portanto, para estudos em que não seja tão relevante a análise de altas frequências, mas sim os valores de pico para a tensão e corrente durante o defeito intermitente, o uso da Metodologia B - Componentes simétricas solução EMTP, pode ser o mais indicado.

Futuras Ideias

A principal ideia a investigar posteriormente a este trabalho será o desenvolvimento e teste de um algoritmo para proteção de rede contra defeitos intermitentes, com base nos conceitos estudados. Para isso seria vantajoso primeiro analisar algumas propriedades que ajudam a aproximar o caso de estudo estudado, a uma rede real. Um fator a ter em consideração seria a convergência da tensão de offset entre defeitos através de, por exemplo, transformadores de tensão nos barramentos, utilizados pelas proteções da rede, ou até mesmo outras cargas. Este fator é relevante pois permite perceber a influência que essa convergência tem nas condições iniciais das ocorrências e consequente resposta do sistema. Para além disso, seria interessante considerar a inserção de um banco de condensadores para melhorar o fator de potência da rede.

As redes estudadas foram consideradas como estando em aberto, mas para efeitos de um algoritmo versátil, será certamente importante estudar o caso em que as linhas da rede não estão em aberto. É distinto do caso estudado em termos da premissa inicial de durante o defeito, apenas existir corrente na fase em defeito. O que altera as componentes simétricas da corrente.

Anexo 1. Cálculo dos Parâmetros Elétricos da Linha

A linha em estudo é composta por 3 condutores, tal como representado na figura (A-1), que entre si têm acoplamentos capacitivos, representados na figura através de uma associação de condensadores, que se definem por capacidades parciais \acute{C}_{ij} .

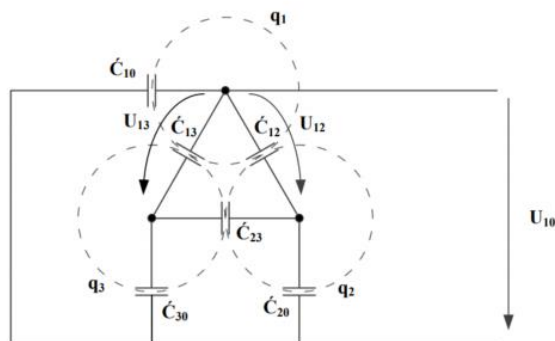


Figura A-1. Representação do cabo trifásico através das suas capacidades parciais. Esquema equivalente. Retirado de [17]

As capacidades parciais relacionam-se com os coeficientes de capacidade C_{ij} da seguinte maneira:

$$\acute{C}_{i0} = \sum_{j=1}^n C_{ij} \quad (\text{A.1})$$

$$\acute{C}_{ij} = -C_{ij} \quad (\text{A.2})$$

Os coeficientes de capacidade relacionam as tensões entre cada condutor e o condutor de referência (Condutor 0 na figura (A-1)), com as cargas do sistema de condutores $q_{1,2,3}$. Tal que:

$$[q] = [C][V] \quad (\text{A.3})$$

A Matriz das Admitâncias transversais da linha é calculada através da Matriz dos coeficientes de capacidade da linha.

$$[\bar{Y}(\omega)] = j\omega[C] \quad (\text{A.4})$$

Esta é o inverso da Matriz dos coeficientes de Potencial de Maxwell, que depende apenas da geometria da linha e da constante dielétrica do ar.

$$[C] = [P]^{-1} \quad (\text{A.5})$$

Os coeficientes de potencial, próprios e mútuos, são expressos em $[\text{F}/\text{km}]^{-1}$, e são calculados através do método das Imagens [17], equações (A.6) e (A.7).

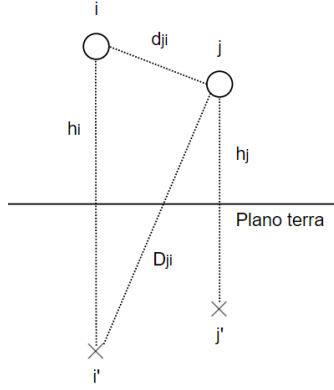


Figura A-2. Representação do Método das Imagens, Condutores (i) e (j).

$$P_{jj} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left(\frac{2h_j}{r_j} \right) \quad (\text{A.6})$$

$$P_{ji} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \ln \left(\frac{D_{ji}}{d_{ji}} \right) \quad (\text{A.7})$$

A matriz das Impedâncias relaciona as tensões longitudinais com as correntes, e é a soma das componentes resistivas e indutivas da linha.

$$[\bar{Z}(\omega)] = [R(\omega)] + j\omega[L] \quad (\text{A.8})$$

Esta compreende uma componente puramente indutiva $[Z_0(\omega)]$, referente à linha ideal com condutores perfeitos, e duas componentes referentes à penetração do campo nos condutores, denominado de efeito pelicular, $[Z_e(\omega)]$ no condutor terra e $[Z_c(\omega)]$ nos condutores metálicos.

$$[\bar{Z}(\omega)] = [\bar{Z}_0(\omega)] + [\bar{Z}_e(\omega)] + [\bar{Z}_c(\omega)] \quad (\text{A.9})$$

A impedância da linha ideal é calculada através da matriz das indutâncias, componentes próprias e mútuas, que são independentes da frequência, e relacionam-se com os coeficientes de potencial através do quadrado da velocidade da luz.

$$[L] = \frac{1}{v^2} [P] \quad (\text{A.10})$$

$$[\bar{Z}_0(\omega)] = j\omega[L] \quad (\text{A.11})$$

A parcela da impedância relativa ao efeito de retorno na terra pode ser calculada através do método do plano complexo.

É considerado um plano complexo a uma profundidade de penetração complexa (\bar{d}), com condutividade infinita, com o objetivo de considerar o acerto da impedância da linha relativa ao efeito que a terra produz na mesma.

$$\bar{d} = \frac{1}{\sqrt{j\omega\mu_0\sigma_e}} \quad (\text{A.12})$$

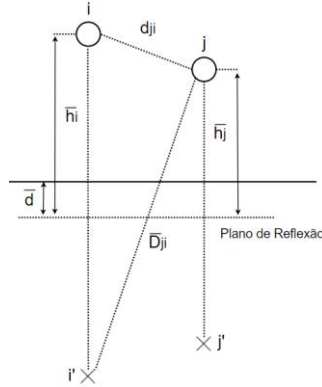


Figura A-3. Representação do Método do Plano Complexo, Condutores (i) e (j).

Este método permite então calcular a matriz de impedâncias $[\bar{Z}'(\omega)]$, diferente da referida anteriormente, no sentido em que esta é composta pela soma:

$$[\bar{Z}'(\omega)] = [\bar{Z}_0(\omega)] + [\bar{Z}_e(\omega)] \quad (\text{A.13})$$

As impedâncias próprias e mútuas são então:

$$\bar{Z}'_{ii} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{2\bar{h}_i}{r_i} \right) \quad (\text{A.14})$$

$$\bar{Z}'_{ji} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{\bar{D}_{ji}}{d_{ji}} \right) \quad (\text{A.15})$$

Relativamente ao efeito pelicular nos condutores metálicos, considera-se que o condutor tubular pode ser aproximado pela geometria representada na figura (A-4).

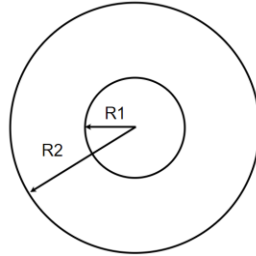


Figura A-4. Geometria do Condutor utilizada para o Cálculo da componente da Impedância referente ao Efeito Pelicular.

Cuja razão entre o raio interior e exterior é $S = R1/R2$. O raio exterior é conhecido e o raio interior é obtido através da área dos vários condutores de alumínio, uma vez que tem de ser igual nesta geometria aproximada.

O cálculo da impedância referente ao efeito pelicular nos condutores metálicos é baseado em [18], em que m é uma variável que traduz a influência da frequência na impedância:

$$m = \sqrt{\omega\mu\sigma} \quad (\text{A.16})$$

$$[\bar{Z}_c] = R_{DC} \frac{j}{2} m R_2 (1 - S)^2 \frac{\text{ber}(mR_2) + j \text{bei}(mR_2) + \phi(\text{ker}(mR_2) + j \text{kei}(mR_2))}{\text{ber}'(mR_2) + j \text{bei}'(mR_2) + \phi(\text{ker}'(mR_2) + j \text{kei}'(mR_2))} \quad (\text{A.17})$$

$$\phi = - \frac{\text{ber}'(mR_1) + j \text{bei}'(mR_1)}{\text{ker}'(mR_1) + j \text{kei}'(mR_1)} \quad (\text{A.18})$$

As funções de Bessel são aplicadas em Matlab, com as funções apropriadas.

Neste Anexo são apenas calculados os parâmetros para a linha 16 da rede de teste, com geometria triangular, com a altura média do condutor B, h_B , de 15m, figura (4-1). As outras linhas têm as geometrias documentadas na Tabela 4-1, e os seus parâmetros elétricos foram calculados com o programa EMTP.

Portanto, para a Linha 16 foram calculadas as matrizes das impedâncias como referido anteriormente, ou seja, usando o método do plano complexo e o cálculo da parcela relativa ao efeito pelicular no condutor elétrico:

$$[\bar{Z}'] = \begin{bmatrix} 0.0479 + j0.7905 & 0.0480 + j0.4104 & 0.0480 + j0.4509 \\ 0.0480 + j0.4104 & 0.0481 + j0.7904 & 0.0480 + j0.4508 \\ 0.0480 + j0.4509 & 0.0480 + j0.4508 & 0.0480 + j0.7904 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.19})$$

$$[\bar{Z}_c] = \begin{bmatrix} 1.13 + j 0.05 & 0 & 0 \\ 0 & 1.13 + j 0.05 & 0 \\ 0 & 0 & 1.13 + j 0.05 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.20})$$

A matriz das impedâncias $[\bar{Z}]$ é igual à soma das duas matrizes calculadas nas equações (A.19) e (A.20). No Capítulo 2 é introduzida a transformada de Fortescue e estabelecido que para esta poder ser aplicada é necessário que a matriz a ser transformada tenha simetria trifásica. Uma maneira de simular simetria trifásica, é fazer a média das impedâncias próprias e das mútuas, obtendo assim geometria trifásica perfeita, $[\bar{Z}_s]$. Esta aproximação é considerada relativamente boa para os problemas abordados neste trabalho.

$$[\bar{Z}] = \begin{bmatrix} 1.1819 + j0.8419i & 0.0480 + j0.4104 & 0.0480 + j0.4509 \\ 0.0480 + j0.4104i & 1.1821 + j0.8417 & 0.0480 + j0.4508 \\ 0.0480 + j0.4509i & 0.0480 + j0.4508 & 1.1820 + j0.8418 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.21})$$

$$[\bar{Z}_s] = \begin{bmatrix} 1.1820 + j0.8418 & 0.0480 + j0.4373 & 0.0480 + j0.4373 \\ 0.0480 + j0.4373 & 1.1820 + j0.8418 & 0.0480 + j0.4373 \\ 0.0480 + j0.4373 & 0.0480 + j0.4373 & 1.1820 + j0.8418 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (\text{A.22})$$

A matriz das capacidades é também calculada, como especificado na equação (A.5), e deve também ser adaptada.

$$[C] = \begin{bmatrix} 7.602 & -1.555 & -2.477 \\ -1.555 & 7.659 & -2.452 \\ -2.477 & -2.452 & 8.109 \end{bmatrix} [nF/km] \quad (\text{A.23})$$

$$[C_s] = \begin{bmatrix} 7.790 & -2.161 & -2.161 \\ -2.161 & 7.790 & -2.161 \\ -2.161 & -2.161 & 7.790 \end{bmatrix} [nF/km] \quad (\text{A.24})$$

Os parâmetros relevantes ao cálculo da corrente de defeito e às tensões do sistema em regime transitório pós-defeito são os componentes simétricos, nomeadamente a impedância homopolar, direta e inversa, assim como a capacidade homopolar da linha. As componentes simétricas são então obtidas:

$$[\bar{Z}_{012}] = [F]^{-1} [\bar{Z}_s] [F] \quad (\text{A.25})$$

$$[C_{012}] = [F]^{-1} [C_s] [F] \quad (\text{A.26})$$

$$[\bar{Z}_{012}] = \begin{bmatrix} 1.2780 + j1.7165 & 0 & 0 \\ 0 & 1.1340 + j0.4045 & 0 \\ 0 & 0 & 1.1340 + j0.4045 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (A.27)$$

$$[C_{012}] = \begin{bmatrix} 3.467 & 0 & 0 \\ 0 & 9.951 & 0 \\ 0 & 0 & 9.951 \end{bmatrix} [nF/km] \quad (A.28)$$

No EMTP, os parâmetros são inseridos no modelo da linha, para calcular as matrizes das impedâncias e admitâncias. Para a linha 16, figura (A-5):

Figura A-5. Parâmetros do Modelo da Linha 16 - EMTP.

O resultado é:

```

**** PHASE MATRICES AT 5.0000E+01 HZ ****

<<<< SERIES IMPEDANCE R + J X (OHMS/KM) >>>>

0.1126361950E+01 0.4762197968E-01 0.4758324614E-01
0.4762197968E-01 0.1126517054E+01 0.4766079724E-01
0.4758324614E-01 0.4766079724E-01 0.1126439314E+01

0.7947195172E+00 0.4059417841E+00 0.4464737876E+00
0.4059417841E+00 0.7945474368E+00 0.4463877474E+00
0.4464737876E+00 0.4463877474E+00 0.7946335288E+00

<<<< SHUNT ADMITTANCE G + J B (OHMS/KM) >>>>

0.2000000000E-09 0.0000000000E+00 0.0000000000E+00
0.0000000000E+00 0.2000000000E-09 0.0000000000E+00
0.0000000000E+00 0.0000000000E+00 0.2000000000E-09

0.2391585283E-05 -0.4893055050E-06 -0.7791712958E-06
-0.4893055050E-06 0.2409495198E-05 -0.7713013855E-06
-0.7791712958E-06 -0.7713013855E-06 0.2550846990E-05

```

Figura A-6. Matrizes das Impedâncias Longitudinais e Admitâncias Transversais, da Linha 16 da Rede de Teste, a 50 Hz - EMTP.

Os componentes simétricos, obtidos através do Matlab, com os dados da figura (A-6) são:

$$[\bar{Z}_{012_EMTP}] = \begin{bmatrix} 1.222 + j1.667 & 0 & 0 \\ 0 & 1.079 + j0.368 & 0 \\ 0 & 0 & 1.079 + j0.368 \end{bmatrix} [\Omega/km] \quad (A.29)$$

$$[C_{012_EMTP}] = \begin{bmatrix} 3.472 & 0 & 0 \\ 0 & 9.965 & 0 \\ 0 & 0 & 9.965 \end{bmatrix} [nF/km] \quad (A.30)$$

Os resultados estão semelhantes aos obtidos anteriormente, equações (A.27) e (A.28).

Com potência de base 100MVA, os valores obtidos para as componentes simétricas das impedâncias da linha são:

- Impedância Homopolar da Linha, $Z_{0L} = 30.54 + j 41.68 [\Omega] = 13.57 + j 18.53 p.u$
- Impedância Direta e Inversa da Linha, $Z_{1L} = Z_{2L} = 26.97 + j 9.21 [\Omega] = 11.99 + j 4.10 p.u$

Anexo 2. Figuras Ampliadas

Neste anexo estão presentes as figuras já apresentadas que estão menos perceptíveis, para que seja possível observá-las com maior detalhe.

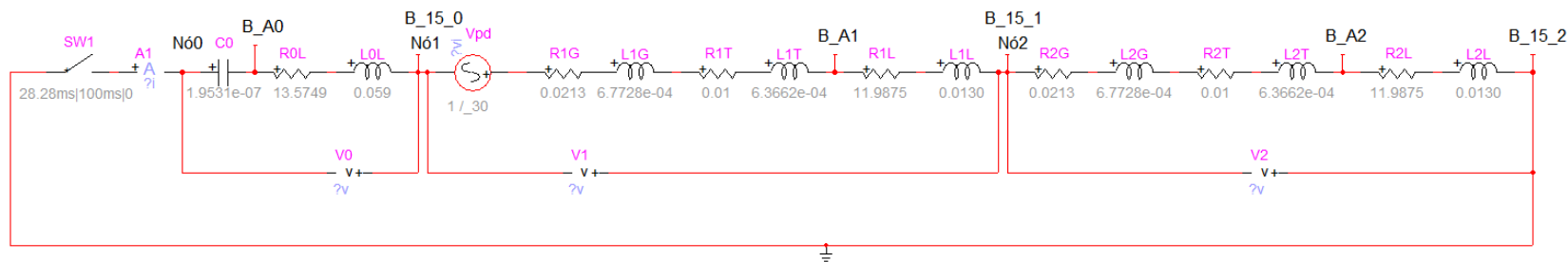


Figura 5 12. Esquema das Componentes Simétricas, Regime de Neutro Isolado. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.

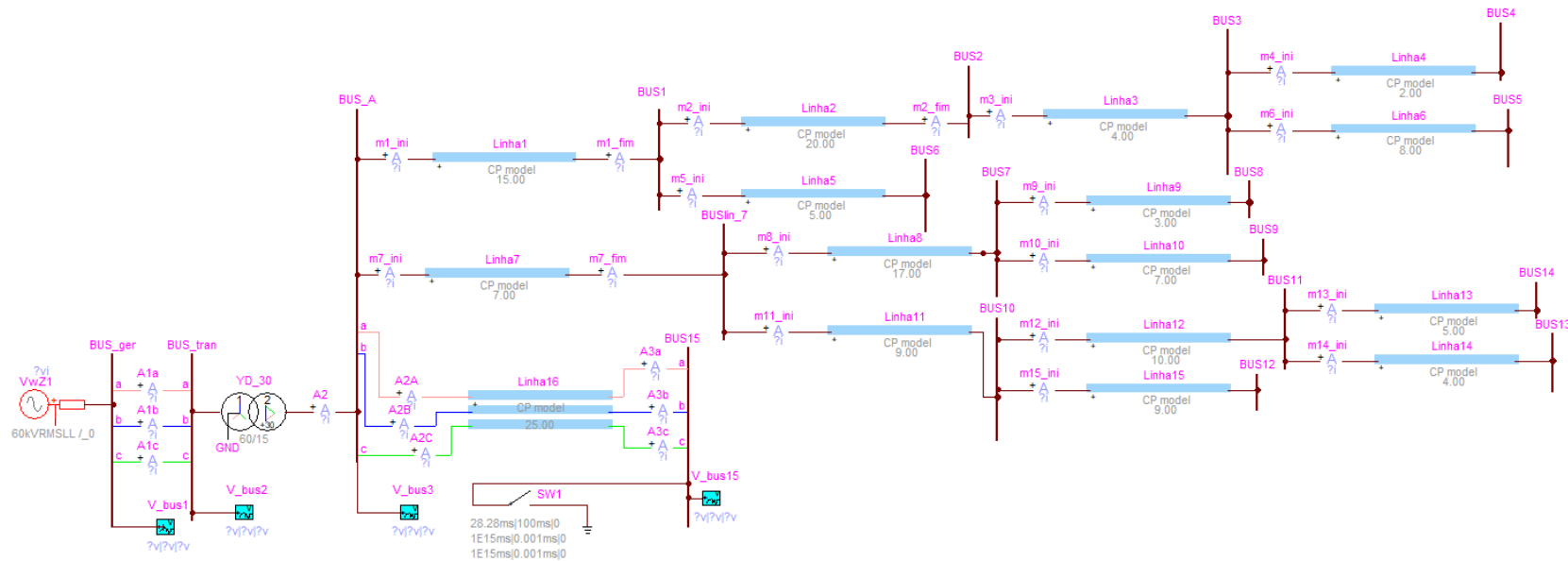


Figura 5 23. Rede Completa - Metodologia C - EMTP.

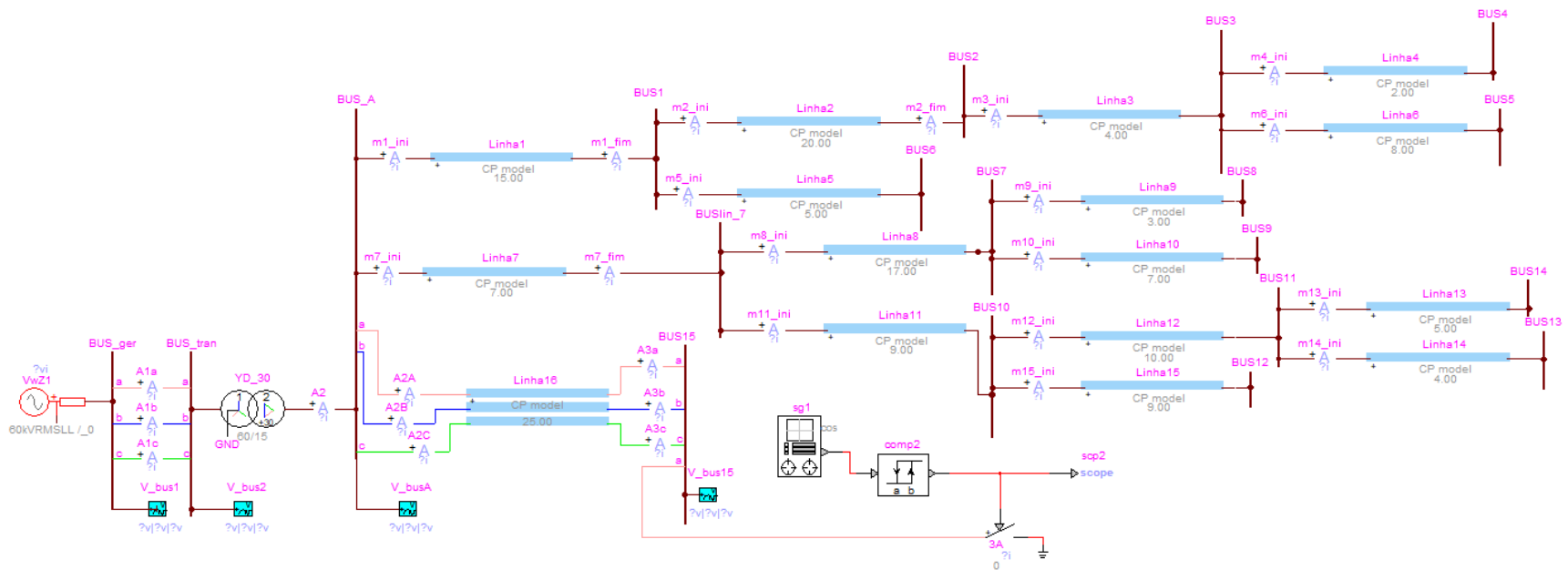


Figura 5 27. Rede em Estudo Completa, com o Interruptor Controlado, Regime de Neutro Isolado - Metodologia C - EMTP.

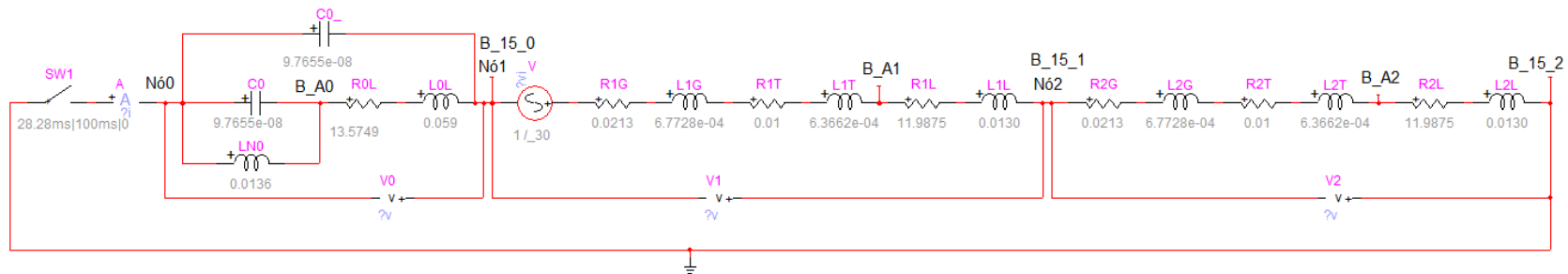


Figura 6 5. Esquema das Componentes Simétricas, Rede Reduzida, Regime de Neutro Impedante. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.

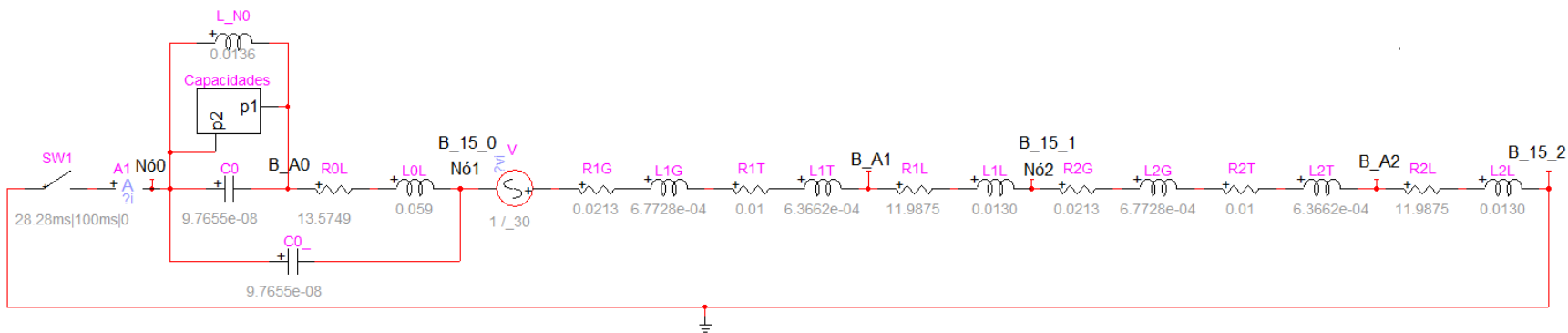


Figura 6 8. Esquema do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Rede Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia B - EMTP.

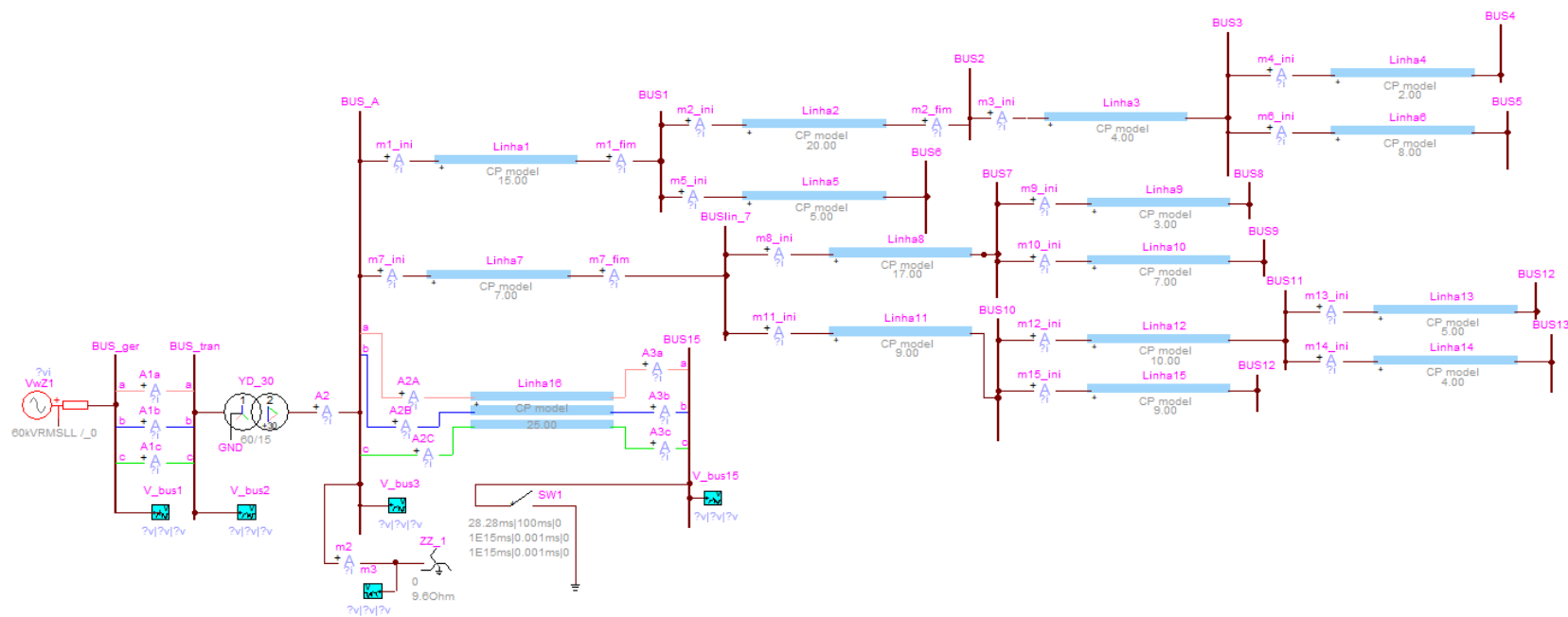


Figura 6 17. Representação do Rede em Estudo Completa, Regime de Neutro Impedante - Metodologia C - EMTP.

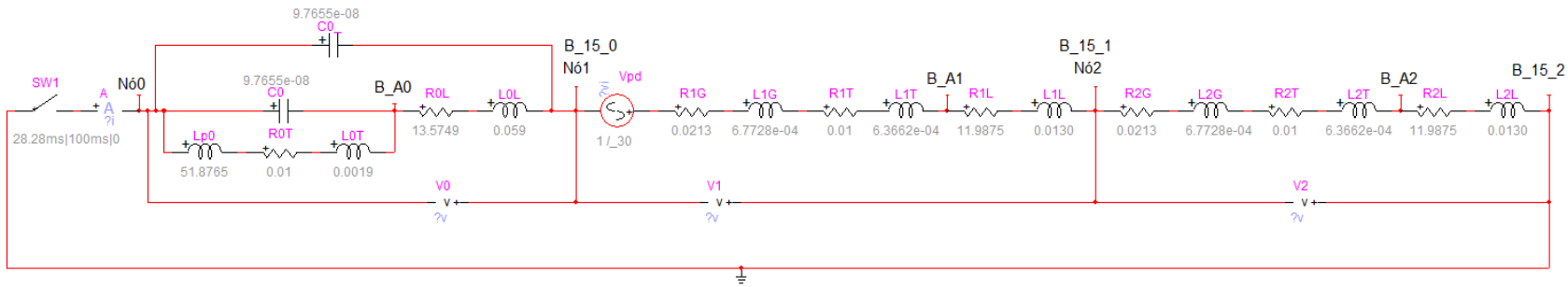


Figura 7 4. Esquema das Componentes Simétricas, Rede Reduzida, Regime de Neutro Ressonante. (G)- Gerador, (T)- Transformador, (L)- Linha – EMTP.

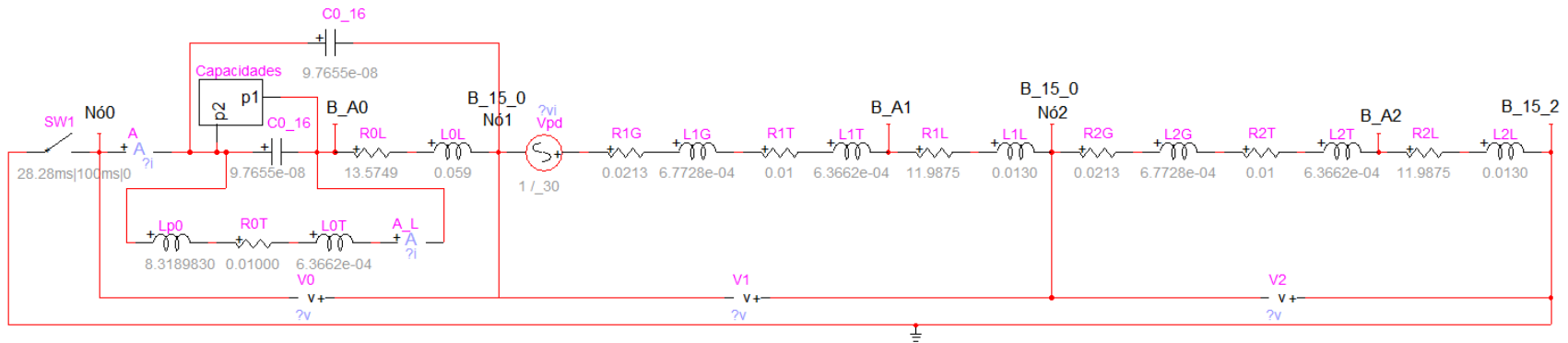


Figura 7 7. Esquema do Defeito Monofásico em Componentes Simétricas, Rede Completa, Regime de Neutro Ressonante - Metodologia B - EMTP.

Anexo 3. Código Matlab

Cálculo dos Parametros da Linha	i
Cálculo dos Parâmetros do Gerador	iii
Cálculo dos Parâmetros do Transformador	iii
Transformador zigzag defeito monofásico	iii
Linha (EMTP)	iii
Componentes Simétricas p.u.	iv
RLC serie, Neutro Isolado	iv
Tensões	vi
Capacidades Homopolares das Linhas e Bobina de Perterson	ix
Intermitência	x

```
clear all;  
clc;
```

Cálculo dos Parâmetros da Linha

```
syms caa cab cac cbc cbb ccc  
syms P_aa P_ab P_bb P_cc P_ac P_cb  
syms P2_aa P2_ab P2_bb P2_cc P2_ac P2_cb  
syms Z_aa Z_ab Z_ac Z_bb Z_cb Z_cc  
  
%fortescue matriz  
A = [1 1 1; 1 exp(-2*i*pi/3) (exp(-2*i*pi/3))^2; 1 (exp(-2*i*pi/3))^2 exp(-2*i*pi/3)];  
%fortescue matriz invertida  
E = A^-1;  
episolon = 1/(36*pi*10^9); %F/m permitividade elétrica do vácuo  
mu0 = 4*pi*10^-7; %H/m permeabilidade magnética do vácuo  
%triangulo, b a 15 m solo  
H_a = (15 + 0.75 + 0.75) ;  
H_b = 15 ;  
H_c = (15 + 0.75) ;  
Hav = (H_a+H_b+H_c)/3;  
x = 0.24 ;  
Dab = H_a+H_b;  
Dac = sqrt((H_a+H_c)^2 + x^2);  
Dcb = sqrt((H_c+H_b)^2 + x^2);  
dab = H_a-H_b;  
dac = sqrt((H_a-H_c)^2 + x^2);  
dcb = sqrt((H_c-H_b)^2 + x^2);  
w = 2*pi*50;  
nrcondu = 6; %número de conductores em cada fase  
u_alum = 1.256665*10^-6 ; % permiabilidade aluminio H/m  
L_km = 25;
```

```

p = 2.8264e-08; % Resistividade a 20°C , ohm/m * m^2
Area = 2.62e-05; %area m^2
L = L_km*1000; %comprimento m
R = p/Area; %1.0932/1000; %R em ohm/m
sigma = 1/p; %Condutividade at 20°C S/m
pen_dpt = sqrt(2/(w*u_alum*sigma)); %profundidade penetração no condutor
sigma_e = 0.01; % S/m Condutividade da terra
%Metodo do plano complexo
d_ = sqrt(1/(1i*w*mu0*sigma_e)); %variação da altura
Dab_ = H_a+H_b+2*d_;
Dac_ = sqrt((H_a+H_c+2*d_)^2 + x^2);
Dcb_ = sqrt((H_c+H_b+2*d_)^2 + x^2);
Re = 3.54 *10^-3; %Raio exterior do condutor tubular
%Matriz Potenciais
P_aa = (1/(2*pi*epi0n))*log(2*(H_a)/Re);
P_bb = (1/(2*pi*epi0n))*log(2*(H_b)/Re);
P_cc = (1/(2*pi*epi0n))*log(2*(H_c)/Re);
P_ab = (1/(2*pi*epi0n))*log(Dab/dab);
P_ac = (1/(2*pi*epi0n))*log(Dac/dac);
P_cb = (1/(2*pi*epi0n))*log(Dcb/dcb);
Pi = [P_aa P_ab P_ac;P_ab P_bb P_cb;P_ac P_cb P_cc]; %F^-1*m
%Matriz capacidades
Ci = ((0.001*Pi)^-1); %F/km
Cs = (Ci(1,1) + Ci(2,2) + Ci(3,3))/3;
Cm = (Ci(1,2) + Ci(2,3) + Ci(1,3))/3;
Ct = [Cs Cm Cm;Cm Cs Cm;Cm Cm Cs];
CSimples = E*Ct*A %componentes simetricas F/km
%Efeito Pelicular
A_alum = 26.2*10^-6; %(m^2)
R2 = Re;
R1 = sqrt(((pi*R2^2) - A_alum)/pi);
thickness_diam = (Re - sqrt(((pi*R2^2) - A_alum)/pi))/(2*Re);
S = R1/R2;
Rdc_al = 1/(pi*sigma*(R2^2-R1^2)); %ohm/m
pp = sqrt(w*u_alum*sigma);
phi = (besselj(1,sqrt(1i)*pp*R1) / (bessely(1,sqrt(1i)*pp*R1));
frac = (besselj(0,sqrt(1i)*pp*R2) + phi*bessely(0,sqrt(1i)*pp*R2))/(sqrt(1i)
*besselj(1,sqrt(1i)*pp*R2) - sqrt(1i)*phi*bessely(1,sqrt(1i)*pp*R2));
Zc = Rdc_al*(1i/2)*sqrt(w*u_alum*sigma)*R2*(1-(S^2))*frac;
Z_c = diag([Zc Zc Zc]);
%Matriz Impedâncias
Z_aa = 1i*w*(mu0/(2*pi))*log( 2*(H_a+d_)/Re) + Zc;
Z_bb = 1i*w*(mu0/(2*pi))*log( 2*(H_b+d_)/Re) + Zc;
Z_cc = 1i*w*(mu0/(2*pi))*log( 2*(H_c+d_)/Re) + Zc;
Z_ab = 1i*w*(mu0/(2*pi))*log( Dab_/dab);
Z_ac = 1i*w*(mu0/(2*pi))*log( Dac_/dac);
Z_cb = 1i*w*(mu0/(2*pi))*log( Dcb_/dcb);
Zi = [Z_aa Z_ab Z_ac;Z_ab Z_bb Z_cb;Z_ac Z_cb Z_cc];
Zs = (Z_aa + Z_bb + Z_cc)/3;
Zm = (Z_ab + Z_cb + Z_ac)/3;
Zt = [Zs Zm Zm;Zm Zs Zm;Zm Zm Zs];
ZSimples = E*(Zt*1000)*A; %Componentes simétricas das Impedâncias %ohm/km

```

Cálculo dos Parâmetros do Gerador

```
VlRMS = 60*10^3; %V
S = 100*10^6;%MVA
Ib1 = (S)/(sqrt(3)*VlRMS);%Corrente de Base
Icc3p = 4.5*10^3; %[RMS], Corrente de defeito trifásico
IccSLG = 5*10^3; %[RMS], Corrente de defeito monofásico
X_R = sqrt(100/101)/10 + 1i*sqrt(100/101); %X/R = 10
%Impedância Directa Inversa e Homopolar do gerador
ZG1 = VlRMS/(sqrt(3)*Icc3p)*X_R;
ZG2 = ZG1;
ZG0 = (3*VlRMS/(sqrt(3)*IccSLG) - 2*VlRMS/(sqrt(3)*Icc3p))*X_R;
```

Cálculo dos Parâmetros do Transformador

```
%Transformador 3ph fault
Vprim = 60*10^3;% Tensão primário
Vsec = 15*10^3;%Tensão secundário
Rsec = 0.01; %pu
Xsec = 0.2; %pu
Icc_sec = 1/(Rsec+1i*Xsec);
Ibprim = S/(sqrt(3)*Vprim);
Ibsec = S/(sqrt(3)*Vsec);
Zsec = abs(Rsec + 1i*Xsec)*(Vsec^2 /S);
Icc3p_prim = abs(Icc_prim) * Ibprim;
Icc3p_sec = abs(Icc_prim)*Ibsec;
```

Transformador zigzag defeito monofásico

```
Icc_zigzag = 1/(3*87 *(S/Vsec^2)+Zsec)*Ibsec; %87 ohm
```

Linha (EMTP)

```
comp = 25 ; %km
V_linha = 15*10^3;
Z_linha = [1.12642085+1i*0.8018109448 0.04762197968+1i*0.4059417841
0.04758324614+1i*0.4464737876;
0.04762197968+1i*0.4059417841 1.126575954+1i*0.8016388644
0.04766079724+1i*0.4463877474; %Valores EMTP
0.04758324614+1i*0.4464737876 0.04766079724+1i*0.4463877474
1.126498214+1i*0.8017249564];
Z_prop = (Z_linha(1,1) + Z_linha(2,2) + Z_linha(3,3))/3;
Z_mut = (Z_linha(1,2) + Z_linha(2,3) + Z_linha(1,3))/3;
Z_transp = [Z_prop Z_mut Z_mut;Z_mut Z_prop Z_mut;Z_mut Z_mut Z_prop];
Zsimples = E*(Z_transp*comp)*A; %Componentes simétricas das Impedâncias %ohm/km

C_linha = comp*[0.2391585283E-05 -0.4893055050E-06 -0.7791712958E-06;
-0.4893055050E-06 0.2409495198E-05 -0.7713013855E-06;
-0.7791712958E-06 -0.7713013855E-06 0.2550846990E-05]; %Valores EMTP
C_prop = (C_linha(1,1) + C_linha(2,2) + C_linha(3,3))/3;
C_mut = (C_linha(1,2) + C_linha(2,3) + C_linha(1,3))/3;
```

```

C_transp = [C_prop C_mut C_mut;C_mut C_prop C_mut;C_mut C_mut C_prop];
CSimples = E*(C_transp)*A;

I_cap_linha = C_transp*[V_linha;V_linha;V_linha]/sqrt(3);
Icc3p_linha = (S/(sqrt(3)*V_linha))/(abs(ZSimples(2,2)*(S/V_linha^2)));
IccSLG_linha =
3*(S/(sqrt(3)*V_linha))/(abs((2*ZSimples(2,2)+ZSimples(1,1))*(S/V_linha^2)));
I_cap0 = (CSimples(1,1))*V_linha/sqrt(3);
I_cap1 = (CSimples(2,2))*V_linha/sqrt(3);

```

Componentes Simétricas p.u.

```

%Z0, Z1, Z2;
ZG1 = (V1RMS/(sqrt(3)*Icc3p)*X_R)*(S/(V1RMS^2));
ZT0 = (Rsec + 1i*Xsec);
ZT1 = (Rsec + 1i*Xsec);
ZT2 = ZT1;
ZL0 = ZSimples(1,1)*(S/(V_linha^2));
ZL1 = ZSimples(2,2)*(S/(V_linha^2));
ZL2 = ZL1;
XC0 = 1/(CSimples(1,1))*(S/(V_linha^2));
XC1 = 1/CSimples(2,2)*(S/(V_linha^2));
XC2 = 1/CSimples(3,3)*(S/(V_linha^2));
C1 = 1/(w*XC1);
C2 = 1/(w*XC2);
% R, L e C
C = 1/(w*XC0);
R = real(ZL0 + ZL1 + ZL2 + 2*ZG1 + 2*ZT1);
L = imag(ZL0 + ZL1 + ZL2 + 2*ZG1 + 2*ZT1)/w;

I_ss = sqrt(2)*3/(abs(2*ZT1+ZL0+2*ZL1+2*ZG1-1i*XC0))*(S/(sqrt(3)*V_linha));
G0 = 25*2*10^-10 ;%S/km
G0_pu = G0*(S/(V_linha^2));
R_1 = real(ZL1 + ZG1 + ZT1);
L_1 = imag(ZL1 + ZG1 + ZT1)/w;
L_0 = imag(ZL0)/w;
R_0 = real(ZL0);

```

RLC Série, Neutro Isolado

```

Zc = (1i*w)^2 + 1i*w*(R/(L)) + 1/(L*C); %impedância característica
ZcM = abs(Zc);% magnitude impedância característica
ZcP = angle(Zc);% ângulo impedância característica
b = R/(2*L);% coeficiente de amortecimento
w0 = 1/(sqrt(C*L));
wn = sqrt(w0^2 - b^2);%frequência angular das oscilações não amortecidas
fii= 0.0000001; % Ângulo da corrente forçada
a = atan((w/wn)*tan(fii)); % Angulo da corrente livre
psi = tan((w*L - 1/(w*C))/R); %Ângulo entre I e V forçado
T = 0.2; %tempo final
t=0:0.000001:T; % Base temporal
Vm = 1; %Tensão Máxima pu

```

```

I_f= Vm/(sqrt(R^2 + (w*L - 1/(w*C))^2)); % Valor Máximo da Corrente Forçada
decay= exp(-b*t); %Decaimento
I_l = I_f*-(sin(fii)/sin(a)); %Valor Máximo da Corrente Livre
i_l = I_l*sin(wn*t+a).*decay; %Corrente Livre
i_f = I_f*sin(w*t+fii); %Corrente Forçada
i = i_l+i_f; % Corrente de defeito /3
ucf = I_f*sin(w*t + fii - psi - pi/2)/(w*C); % Tensão Forçada no Condensador
ucl = I_l.*exp(-b*(t)).*(-b*sin(wn*t+a) - wn*cos(wn*t + a))/(C*(b^2 + wn^2));
uc = ucf + ucl; %Tensão no condensador
s1 = -b + sqrt(b^2 - wn^2); %Raizes da equação característica
s2 = -b - sqrt(b^2 - wn^2);
T1 = 0.000001*147639; % Tempo final
t1 = 0:0.000001:T1;
Ib = (S/(sqrt(3)*Vsec));
i1 = 3*sqrt(2)*Ib*i(1:147640);
i11 = 3*sqrt(2)*Ib*i_l(1:147640);
if1 = 3*sqrt(2)*Ib*i_f(1:147640);

% Correntes do EMTF
A_comp_sim = load('Correntes2modelos.mat');
A_comp_sim_ = A_comp_sim.A1_is.';
A_ = A_comp_sim.A7a_is.';
A_comp_sim__ = A_comp_sim_(28282:175921);
A__ = A_(28282:175921);

A_comp_simMB = load('correntecompsimtese.mat');
A_comp_sim_MB = A_comp_simMB.A1_is.';
A_comp_sim__MB = A_comp_sim_MB(28282:175921);

% Gráfico, Corrente de defeito Metodologia A
figure;
plot(t1,i1)
xlim([0 0.05]);
xlabel('Tempo(s)')
ylabel('Id(A)')
grid on;
title('Corrente de Defeito');

%Gráfico Corrente de Defeito MetodologiaA vs MetodologiaB
figure;
hold on
plot(t1,i1)
plot(t1,A_comp_sim__MB)
xlim([0 0.05]);
xlabel('Tempo(s)')
ylabel('Id(A)')
grid on;
title('Corrente de Defeito MetodologiaA vs MetodologiaB');
legend('Id MetA','Id MetB')

%Gráfico com Id, MetA, MetB e MetC
figure;
hold on
plot(t1,i1)

```

```

plot(t1,A_comp_sim_)
plot(t1,A_)
xlabel('Real')
ylabel('Imag')
grid on;

```

Tensões

```

L1 = imag(ZL1+ ZG1 +ZT1)/w;
L2 = L1;
vbase = v_linha*sqrt(2)/sqrt(3);
%Dados EMTP, MetB
v_012 = load('tensoesCompSimMetB.mat');
v__0 = v_012.v0_vb;
v__1 = v_012.v1_vb;
v__2 = v_012.v2_vb;
v__0 = v__0.';
v__1 = v__1.';
v__2 = v__2.';
v_0 = v__0(28282:175921);
v_1 = v__1(28282:175921);
v_2 = v__2(28282:175921);
%Dados Tensão MetC
v__a = load('tensoesIso12.mat');
v__a = v__a.v3_va_vn;
v__b = v__a.v3_vb_vn;
v__c = v__a.v3_vc_vn;
v_a = v__a.';
v_b = v__b.';
v_c = v__c.';
va = v_a(28282:175921);
vb = v_b(28282:175921);
vc = v_c(28282:175921);
%Tensão Metodologia A, Dominio do tempo
decayt1= exp(-b*t1);
v0_c = (1/C)*((I_f/w)*cos(w*t1 + fii) + I_l.*( decayt1.*( b*sin(wn*t1+a)
+ wn*cos(wn*t1+a)))/(wn^2 + b^2)) ;
v0_f = R_0*I_f*sin(w*t1 + fii) + L_0*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2);
v0_l = I_l*exp(-b*t1).*( R_0*sin(wn*t1 + a) - L_0*wn*sin(wn*t1 + a + pi/2)
- L_0*b*sin(wn*t1 + a));
v0 = v0_c + v0_f + v0_l;
v1l = I_l*exp(-b*t1).*( R_1*sin(wn*t1 + a) - L_1*wn*sin(wn*t1 + a + pi/2)
- L_1*b*sin(wn*t1 + a));
v2l = v1l;
v1f = sin(w*t1 - pi/2) + R_1*I_f*sin(w*t1 + fii)
+ L_1*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2);
v2f = R_1*I_f*sin(w*t1 + fii) + L_1*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2);
v1 = v1l + v1f;
v2 = v2l + v2f;
v1lB = I_l*exp(-b*(t1 - (1/(wn/(2*pi))/3))).*( R_1*I_l*sin(wn*t1 + a - 2*pi/3)
- L_1*wn*sin(wn*t1 + a + pi/2 - 2*pi/3) - L_1*b*sin(wn*t1 + a - 2*pi/3));
v1fB = sin(w*t1 - pi/2 - 2*pi/3) + R_1*I_f*sin(w*t1 + fii - 2*pi/3)
+ L_1*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2 - 2*pi/3);

```

```

V1lC = I_l*exp(-b*(t1 + (1/(wn/(2*pi))/3)))*( R_1*I_l*sin(wn*t1 + a + 2*pi/3)
- L_1*wn*sin(wn*t1 + a + pi/2 + 2*pi/3) - L_1*b*sin(wn*t1 + a + 2*pi/3));
V1fC = sin(w*t1 - pi/2 + 2*pi/3) + R_1*I_f*sin(w*t1 + fii + 2*pi/3)
+ L_1*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2 + 2*pi/3);
V2fB = R_1*I_f*sin(w*t1 + fii + 2*pi/3) + L_1*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2 + 2*pi/3);
V2fC = R_1*I_f*sin(w*t1 + fii - 2*pi/3) + L_1*w*I_f*sin(w*t1 + fii + pi/2 - 2*pi/3);
V2lB = I_l*exp(-b*(t1 + (1/(wn/(2*pi))/3)))*( R_1*I_l*sin(wn*t1 + a + 2*pi/3)
- L_1*wn*sin(wn*t1 + a + pi/2 + 2*pi/3) - L_1*b*sin(wn*t1 + a + 2*pi/3));
V2lC = I_l*exp(-b*(t1 - (1/(wn/(2*pi))/3)))*( R_1*I_l*sin(wn*t1 + a - 2*pi/3)
- L_1*wn*sin(wn*t1 + a + pi/2 - 2*pi/3) - L_1*b*sin(wn*t1 + a - 2*pi/3));
%
```

%Fasores Tensões Metodologia A

```

V0l_phasor = (1/C)*( I_l*(( -b*exp(1i*a) - wn*exp(1i*a+1i*pi/2)))/(wn^2 + b^2));
V0f_phasor = (1/C)*(I_f/w * exp(1i*fii+1i*pi/2));
V1l_phasor = I_l*( R_1*exp(1i*a) - L_1*wn*exp(1i*a + 1i*pi/2) - L_1*b*exp(1i*a));
VAl_phasor = V0l_phasor + V1l_phasor + V1l_phasor;
V1f_phasor = exp(-1i*pi/2) + R_1*I_f*exp(1i*fii) + L_1*w*I_f*exp(1i*fii + 1i*pi/2);
V2f_phasor = R_1*I_f*exp(1i*fii) + L_1*w*I_f*exp(1i*fii + 1i*pi/2);
VAf_phasor = V0f_phasor + V1f_phasor + V2f_phasor;
V1l_B_phasor = V1l_phasor*exp(-1i*2*pi/3);
V2l_C_phasor = V1l_B_phasor;
V1l_C_phasor = V1l_phasor*exp(1i*2*pi/3);
V2l_B_phasor = V1l_C_phasor;
V1f_B_phasor = V1f_phasor *exp(-1i*2*pi/3);
V1f_C_phasor = V1f_phasor *exp(1i*2*pi/3);
V2f_B_phasor = V2f_phasor *exp(1i*2*pi/3);
V2f_C_phasor = V2f_phasor *exp(-1i*2*pi/3);
VBf_phasor = V0f_phasor + V1f_B_phasor + V2f_B_phasor;
VCf_phasor = V0f_phasor + V1f_C_phasor + V2f_C_phasor;
VBl_phasor = V0l_phasor + V1l_B_phasor + V2l_B_phasor;
VCl_phasor = V0l_phasor + V1l_C_phasor + V2l_C_phasor;
Il_phasor = I_l*exp(1i*a);
If_phasor = I_f*exp(1i*fii);

V1l_B = exp(-b*t1)*( abs(V1l_phasor*exp(-1i*2*pi/3))*sin(wn*t1
+ angle(V1l_phasor*exp(-1i*2*pi/3))));
V2l_C = V1l_B;
V1l_C = exp(-b*t1)*( abs(V1l_phasor*exp(1i*2*pi/3))*sin(wn*t1
+ angle(V1l_phasor*exp(1i*2*pi/3))));
V2l_B = V1l_C;
V1f_B = abs(V1f_phasor*exp(-1i*2*pi/3))*sin(w*t1+angle(V1f_phasor*exp(-1i*2*pi/3)));
V1f_C = abs(V1f_phasor*exp(1i*2*pi/3))*sin(w*t1+angle(V1f_phasor*exp(1i*2*pi/3)));
V2f_B = abs(V2f_phasor*exp(1i*2*pi/3))*sin(w*t1+angle(V2f_phasor*exp(1i*2*pi/3)));
V2f_C = abs(V2f_phasor*exp(-1i*2*pi/3))*sin(w*t1+angle(V2f_phasor*exp(-1i*2*pi/3)));
```

%Gráfico Fasores Componente Livre, Tensões, Metodologia A

```

figure;
hold on
plot(real([0, V0l_phasor*vbase]), imag([0, V0l_phasor*vbase]))
plot(real([0, V1l_phasor*vbase]), imag([0, V1l_phasor*vbase]))
plot(real([0, VAl_phasor*vbase]), imag([0, VAl_phasor*vbase]))
plot(real([0, VBl_phasor*vbase]), imag([0, VBl_phasor*vbase]))
plot(real([0, VCl_phasor*vbase]), imag([0, VCl_phasor*vbase]))
```

```

xlim([-1000 1000]);
ylim([0 17500]);
xlabel('Real');
ylabel('Imag');
grid on;
hold off;
title('Fasores Componente Livre');
legend('v01','v11','vA1','vB1','vC1')

%Gráfico Fasores Componente Forçada, Tensões, Metodologia A
figure;
hold on;
plot(real([0,v0f_phasor*vbase]),imag([0,v0f_phasor*vbase]))
plot(real([0,v1f_phasor*vbase]),imag([0,v1f_phasor*vbase]))
plot(real([0,v2f_phasor*vbase]),imag([0,v2f_phasor*vbase]))
plot(real([0,vAf_phasor*vbase]),imag([0,vAf_phasor*vbase]))
plot(real([0,vBf_phasor*vbase]),imag([0,vBf_phasor*vbase]))
plot(real([0,vCf_phasor*vbase]),imag([0,vCf_phasor*vbase]))
xlim([-20000 20000]);
ylim([-20000 20000]);
xlabel('Real');
ylabel('Imag');
grid on;
title('Fasores Componente Forçada');
hold off;
legend('v0f','v1f','v2f','vAf','vBf','vCf')

%Gráfico Componentes Simétricas das Tensões, Metodologia A
figure;
hold on;
plot(t1,v0*vbase)
plot(t1,v1*vbase)
plot(t1,v2*vbase)
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Tensão (V)');
title('v0,v1,v2');
hold off;
legend('v0','v1','v2')%, 'vA')

%Gráfico Componentes Simétricas das Tensões, Metodologia A vs Metodologia B
figure;
hold on;
plot(t1,v0*vbase)
plot(t1,v1*vbase)
plot(t1,v2*vbase)
plot(t1,v_0)
plot(t1,v_1)
plot(t1,v_2)
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Tensão (V)');
title('v_{012} MetA, v_{012} MetB');
hold off;
legend('v0','v1','v2','v_0','v_1','v_2')

```



```

%Gráfico Tensões de fase, Metodologia A
figure;
hold on
plot(t1,(v0+v1+v2)*vbase)
plot(t1,(v0+v1fB+v1lB+v2fB+v2lB)*vbase) %vb
plot(t1,(v0+v1fC+v1lC+v2fC+v2lC)*vbase) %vc
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Tensão (V)');
title('VA,VB,VC');
hold off
Legend('VA','VB','VC')

%Gráfico Tensões de fase, Metodologia A vs Metodologia C
figure;
hold on
plot(t1,(v0+v1+v2)*vbase) %va
plot(t1,(v0+v1fB+v1lB+v2fB+v2lB)*vbase) %vb
plot(t1,(v0+v1fC+v1lC+v2fC+v2lC)*vbase) %vc
plot(t1,va)
plot(t1,vb)
plot(t1,vc)
xlabel('Tempo (s)');
ylabel('Tensão (V)');
title('Tensoes MetA vs MetC');
hold off
Legend('VA','VB','VC','va emtp','vb emtp','vc emtp')

```

Capacidades Homopolares das Linhas e Bobina de Peterson

```

C16 = 1.9531e-07; %1/(w*xC0*((v_linha^2)/s));
C1 = 1.1718e-07;
C2 = 1.5863e-07;
C3 = 3.1726e-08;
C4 = 1.7332e-08;
C5 = 3.9657e-08;
C6 = 6.9327e-08;
C7 = 5.4685e-08;
C8 = 1.4444e-07;
C9 = 2.4238e-08;
C10 = 6.0661e-08;
C11 = 7.1383e-08;
C12 = 8.6659e-08;
C13 = 4.0397e-08;
C14 = 3.4664e-08;
C15 = 7.1383e-08;
C = C1+C2+C3+C4+C5+C6+C7+C8+C9+C10+C11+C12+C13+C14+C15+C16;
Lp = (1/(12*pi^2*50^2*C) - imag(ZT0)/(3*w));
I_ss = sqrt(2)*3/(abs(ZT0 + 2*ZT1+ ZL0+ 2*ZL1+ 2*ZG1 -1i*xC0 +
3*1i*w*Lp))*(S/(sqrt(3)*v_linha));

```

Intermitência

```
t_aberto = 40*10^-3;  
t_fechado = 4.5*10^-3;  
T_seno = t_aberto + t_fechado;  
f_seno = 1/T_seno;  
upper_b = sin(2*pi*f_seno*(T_seno/2 - t_fechado)/2); %Limite superior do Comparador
```

[Published with MATLAB® R2016b](#)

Bibliografia

- [1] <https://www.e-redes.pt/en/about-us/our-numbers>
- [2] https://www.ren.pt/pt-PT/o_que_fazemos/electricidade/cadeia_de_valor_da_rede_de_transporte
- [3] Gajic, Zoran & Zubic, Sinisa & Kockott, Mike. (2020). Phasor-Based Transient Earth-Fault Protection. 10.1109/CPRE48231.2021.9429719.
- [4] Amir Farughian, Lauri Kumpulainen, Kimmo Kauhaniemi and Petri Hovila. Intermittent earth fault passage indication in compensated distribution networks. IEEE 2021.
- [5] Gernot Druml, Tutorial SC B5, "Distribution Protection - selected topics", CIGRE e-Session 2020.
- [6] Gernot Druml, Olaf Seiert, Michael Marketz. "Directional Detection of Restriking Earthfaults In Compensated Networks". CIRED, 21st International Conference on Electricity Distribution, Paper 0612 - Frankfurt, 6-9 June 2011.
- [7] Seppo Hänninen. "Single Phase Earth Faults in High Impedance Grounded Networks: Characteristics, Indication and Location".VTT, 2001.
- [8] <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=448-13-02>
- [9] José Pedro Sucena Paiva. Redes De Energia Elétrica - Uma Análise Sistemática 4ª ED. 2015. pp 279-280.
- [10] Heinz Maecker, "The Electric Arc - The Physics of Stationary Gas Discharges", Cap.2 pag:2/1-2/32, 2009.
- [11] M. T. Correia de Bastos, "Computation of Line Parameters - Theoretical Background", 1984.
- [12] Solidal - Condutores Elétricos, S.A, Quintas & Quintas - Condutores Elétricos, S.A, 10ª Edição, Norprint, 2007.
- [13] Maria Teresa Correia de Barros. "Regimes transitórios em circuitos lineares", I.S.T/UTL, 2ºsem.1972/73.
- [14] Arieh L. Shenkman, Transient Analysis of Electric Power Circuits Handbook, Springer, pp.135-139, 2005.
- [15] Hermann W. Dommel, Electromagnetic Transients Program: Reference Manual (EMTP Theory Book), Bonneville Power Administration, 1986.
- [16] J. Lewis Blackburn, Symmetrical Components for Power Systems Engineering, Electrical engineering and electronics, 1993.
- [17] Maria Teresa Correia de Barros, "Elementos de Electrotecnia - Parte I – Caracterização De Dispositivos e Sistemas Electromagnéticos Lineares por Parâmetros Concentrados R, L, C", 2016.
- [18] Yaw-Juen Wang, Shi-Jie Liu, "A Review of Methods for Calculation of Frequency-dependent Impedance of Overhead Power Transmission Lines", Proc. Natl. Sci. Coun. ROC(A) Vol. 25, No. 6, 2001. pp. 329-338.
- [19] M. T. Correia de Barros. "Deformação de Sobretensões em Linhas de Transmissão de Energia", Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, 1995.