

ANÁLISE DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO PARA SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NÃO CONVENCIONAL

Eduardo Giuliani*, Aécio de Lima Oliveira*, Ghendy Cardoso Junior*, Gustavo Marchesan*,
Leonardo de Freitas Silveira* and Gilberto Davi Nunes Filho†

*Universidade Federal de Santa Maria - UFSM
Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência - CEESP
Santa Maria, RS, Brasil

Email: giulianiedr@gmail.com

†Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
Porto Alegre, RS, Brasil

Email: gilberto.nunes@ceee.com.br

Resumo—This work presents an accurate method for the calculation of the compensating impedances for an unconventional three-phase rural distribution network using two overhead wires and the ground for energy transmission. This system is referred as T2F scheme, which is an inherently unsymmetrical 3-phase system. The paper deals with the compensating method using a series impedance in the earth return path and a shunt capacitance connected between the two wires. A simulation study in MATLAB/Simulink was conducted in a medium voltage radial distribution system to verify a need of compensating impedances by analysing of unbalanced voltages and voltage drop. This study shows that the system is capable of operating within the unbalancing factor standards and voltage drops limits, as seen in the simulations results.

Keywords – unconventional distribution line, unbalanced voltages, compensating impedance.

I. INTRODUÇÃO

O setor rural demanda aumento na oferta de potência elétrica trifásica, pois os sistemas monofásicos já exauriram sua capacidade. A demanda reprimida na área rural é motivo de preocupação não apenas do estado do Rio Grande do Sul (RS), mas também de todo o Brasil e até mesmo de outros países.

Os sistemas monofásicos mais utilizados para alimentar pequenas cargas localizadas em zonas rurais são os sistemas monofilar com retorno pelo neutro (MRN) e monofilar com retorno por terra (MRT). A grande difusão dessas técnicas se deve ao baixo custo de ferragens, cruzetas, isoladores e condutores necessários para a criação da rede de distribuição. O MRN é composto de um condutor fase e um neutro, enquanto o MRT é composto de apenas uma fase aérea. O condutor do MRT deriva de uma das fases de um tronco trifásico de distribuição, que por sua vez, origina em uma subestação com transformador ligado em delta-estrela aterrado. Ambos os sistemas possuem baixo custo global visto que fusíveis e para-raios somente são ligados ao condutor fase [1].

Posteriormente foram desenvolvidas alternativas de distribuição de energia elétrica em locais geograficamente isolados aproveitando as estruturas de linhas de transmissão de alta tensão. Os precursores que propuseram um sistema de para-raios energizados (PRE) podem ser vistos na íntegra em [2]. Ainda em [2] um sistema piloto foi implementado em Gana e era baseado na isolamento e energização do cabo para-raio de uma linha de transmissão de 161 kV, cabo esse energizado a partir de um sistema monofásico de 34,5 kV solidamente aterrado e utilizando o solo como caminho para as correntes de retorno. Posteriormente, os mesmos autores conceberam outras alternativas de transmissão de energia elétrica baseadas no PRE, como em [3][4][5].

No Brasil, o sistema PRE trifásico foi implementado em Rondônia, viabilizada por meio de um convênio entre as Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) e as Centrais Elétricas de Rondônia. Os dados de operação do sistema PRE Rondônia foram analisados em [3]. Esses dados permitiram concluir que o esquema PRE trifásico é uma alternativa válida para promover a universalização da energia elétrica, permitindo o fornecimento de energia elétrica a pequenas comunidades ou pequenas cargas localizadas próximas aos corredores das linhas de transmissão, cujo atendimento através de meios convencionais é proibitivo sob o ponto de vista econômico.

O advento de novas tecnologias no campo, bem como o crescente aumento de máquinas agrícolas impuseram ao produtor rural uma maior demanda de energia elétrica. Esse fato motivou [6] a proporem um sistema trifásico como alternativa de substituição de rede aérea de média tensão monofásicas por uma nova rede trifásica. Quando aplicado em ramais do tipo MRT, existe a necessidade de lançamento de um condutor adicional, adição de um transformador monofásico isolador e substituição do transformador monofásico existente por um transformador trifásico com ligação delta-aterrado/estrela-aterrado para viabilização da topologia proposta.

Apesar de fornecer tensões trifásicas equilibradas no barramento do consumidor, o sistema proposto por [6] possui limitações de transferência de potência. As limitações são as seguintes:

- O circuito interligando os dois transformadores do sistema pode ser considerado como um circuito bifásico. Dessa forma, o solo não é energizado com uma das fases do sistema trifásico e, portanto, não há fluxo de potência pelo solo.
- A potência trifásica entregue ao consumidor final é limitada a duas vezes a potência nominal do transformador monofásico.

Os bons resultados obtidos pela tecnologia PRE Rondônia e a concepção proposta por [6] motivaram [7] a propor uma variação deste sistema visando a repotencialização de redes rurais monofásicas. Essa proposta se baseia na readequação de redes monofásicas existentes visando a oferta de energia trifásica à consumidores localizados em zonas rurais em esquema semelhante ao PRE. Note que o PRE e o sistema proposto por [7] se diferem completamente em relação à implementação prática. O PRE foi concebido como alternativa de sistema de média tensão aproveitando a existência de cabos para-raios em estruturas de linhas de transmissão de alta tensão. Já a aplicação do sistema proposto por [7] é voltado para a readequação de redes de distribuição de média tensão convencionais, monofásicas ou bifásicas, em redes de distribuição trifásicas.

Os resultados obtidos por [7] mostram que a metodologia é bastante promissora como alternativa para repotencialização de redes rurais monofásicas. No entanto, é importante notar que existem questões ainda não respondidas que impedem a implementação prática de tal sistema.

Nesse sentido, esse trabalho buscar analisar a necessidade de compensação série e paralela no sistema de aterramento do esquema de distribuição proposto por [7]. O objetivo é analisar diferentes cenários de compensação e identificar os limites de qualidade de energia com base no fator de Desequilíbrio de Tensão (DT) medido junto ao consumidor na tensão.

O DT é um distúrbio que afeta diretamente a qualidade no fornecimento de energia elétrica. Segundo [8] este distúrbio está associado às alterações dos padrões trifásicos do sistema, sejam eles relacionados aos módulos, ou ângulos de fases, ou ambos, uma vez que as três tensões deveriam possuir o mesmo valor em amplitude e defasagem de 120° entre si.

II. MÉTODOS DE CÁLCULO E VALORES PERMITIDOS DE DT

Em [9] e [10] uma análise sobre a eficácia dos métodos mais comuns empregados para cálculo do DT é realizada. Os autores comparam, a partir de um sistema teste, 4 métodos existentes: Método das componentes simétricas, Método NEMA, Método CIGRÉ e Método IEEE. Os autores concluem que os métodos de GIGRÉ e Componentes Simétricas apresentam, praticamente, os mesmo valores, enquanto que o método IEEE foi o mais discrepante. Desta maneira, para este trabalho, será o utilizado o Método GIGRÉ.

O método de CIGRÉ (*Conseil international des grands réseaux électriques*) utiliza uma grandeza adimensional que correlaciona às tensões fase-fase, conforme (1). A eq. (2) é utilizada para o cálculo percentual de desequilíbrio de tensão.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (1)$$

$$DT\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100 \quad (2)$$

A crescente preocupação com estes índices tem motivado a conjectura de diferentes níveis de conformidade por parte de diferentes órgãos reguladores de diferente países, como observado na Tabela I. Neste trabalho serão utilizados os padrões e procedimentos de distribuição de energia elétrica normatizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [8].

Tabela I
LIMITES PERMISSÍVEIS DE DT CONFORME NÍVEL DE TENSÃO

Norma	Limites		
	Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão
IEC	2%	2%	2%
ANSI	3%	3%	3%
NOS	2%	2%	2%
PRODIST/ANEEL	-	2%	2%
IEEE Orange Book	2%	2%	2%
Eletrobrás	1.5% e 2%		

III. SISTEMA BIFÁSICO PARA TRIFÁSICO (T2F)

Um trecho de ramal de rede T2F é apresentado no diagrama unifilar da Fig. 1. O sistema T2F na sua forma mais básica é composto de:

- Um transformador isolador, ligação delta-estrela, com o primário conectado à uma rede trifásica de média tensão a 3 fios;
- Um transformador de distribuição, ligação delta-estrela-aterrado, com secundário conectado à uma rede trifásica de baixa tensão a 4 fios;
- Dois condutores aéreos e o solo no trecho interligando os dois transformadores.

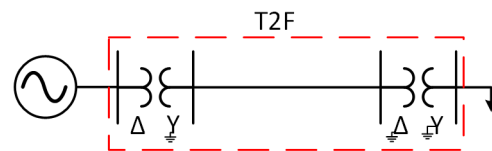


Figura 1. Diagrama unifilar do sistema T2F.

Note que um dos terminais do secundário do transformador isolador, bem como um dos terminais do primário do transformador de distribuição estão aterrados. Note também que os terminais aterrados correspondem à mesma fase do sistema.

Considere um sistema trifásico equilibrado alimentando o circuito equivalente do sistema T2F conforme mostrado na Fig. 2. Desconsiderando a impedância do solo e os efeitos

capacitivos, e aplicando a lei das tensões de Kirchoff, é possível escrever as equações (3), (4) e (5).

$$E_1 = \Delta V_1 + E_{W1} \quad (3)$$

$$E_2 = \Delta V_2 + E_{W2} \quad (4)$$

$$E_3 = \Delta V_3 \quad (5)$$

Onde, E_{W1} , E_{W2} são os fasores de tensão condutor-terra, E_1 , E_2 e E_3 são os fasores de tensão de fase, ΔV_1 , ΔV_2 e ΔV_3 são as quedas de tensão nas 3 fases e Z_P e Z_M a impedância própria e mútua do condutor. As quedas de tensão nos condutores são expressas em (6) e (7).

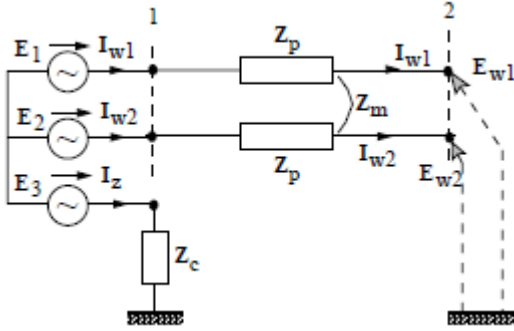


Figura 2. Circuito equivalente para as impedâncias.

$$\Delta V_1 = Z_P \cdot I_1 + Z_M \cdot I_2 \quad (6)$$

$$\Delta V_2 = Z_M \cdot I_1 + Z_P \cdot I_2 \quad (7)$$

Sabendo que o retorno de corrente é igual a soma das correntes nos condutores, a queda de tensão no solo é vista em (8).

$$\Delta V_3 = Z_T \cdot I_3 = Z_T \cdot (I_1 + I_2) \quad (8)$$

A impedância de cada condutor (Z_L) é igual a diferença entre a impedância própria da fase e a impedância mútua entre os condutores, como pode ser visto em (9).

$$Z_L = Z_P - Z_M \quad (9)$$

Note que este sistema é inerentemente desequilibrado. Para torná-lo equilibrado é necessário adicionar uma impedância de compensação (Z_C) ao terminal aterrado do transformador. Esta impedância pode ser calculada através da eq. (10), chamada também de compensação longitudinal, onde Z_G é a impedância característica do solo.

$$Z_C = Z_L - Z_G = Z_P - 2 \cdot Z_M \quad (10)$$

As capacitâncias *shunt* das linhas aéreas, por sua vez, são obtidas a partir do método das imagens de Carson [11], demonstrada em (11). A definição da matriz dos coeficientes de potencial é utilizada para obter a matriz de capacitâncias próprias e mútuas do sistema.

$$V_{ij} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \sum_{n=1}^N q_n \ln \frac{D_{nj}}{D_{ni}} \quad (11)$$

Onde, ϵ é a permissividade média ($\epsilon = \epsilon_0 \epsilon_r$), ϵ_0 é a permissividade no ar livre, igual a $8.85 \times 10^{12} F/m$, ϵ_r é a permissividade média relativa, q_n é a densidade de carga do condutor n , D_{ni} é a distância entre o condutor n e o condutor i [m], D_{nj} é a distância entre o condutor n e o condutor j [m], R_{Dn} é o raio do condutor n [m] e i' e j' são as imagens dos respectivos condutores. Para $n = i$, considera-se $D_{ni} = R_{Di}$, e para $n = j$, considera-se $D_{nj} = R_{Dj}$. Ao substituir estas grandezas na equação (11) tem-se:

$$V_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot (q_i \ln \frac{D_{ii'}}{R_{Di}} + q_i' \ln \frac{R_{Di}}{D_{ii'}} + q_j \ln \frac{D_{ij'}}{D_{ij}} + q_j' \ln \frac{D_{ij}}{D_{ij'}}) \quad (12)$$

A equação (13) calcula a queda de tensão total entre o condutor i e suas imagens.

$$V_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot (2 \cdot q_i \ln \frac{D_{ii'}}{R_{Di}} + 2 \cdot q_j \ln \frac{D_{ij'}}{D_{ij}}) \quad (13)$$

A queda de tensão entre o condutor i e a terra pode ser definida como a metade deste valor (14).

$$V_{ig} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \cdot (q_i \ln \frac{D_{ii'}}{R_{Di}} + q_j \ln \frac{D_{ij'}}{D_{ij}}) \quad (14)$$

A fim de se obter os coeficientes de potencial pode-se reescrever a equação (14) em função de \hat{P}_{ii} e \hat{P}_{ij} como mostrado em (15):

$$V_{ig} = \hat{P}_{ii} \cdot q_i + \hat{P}_{ij} \cdot q_j \quad (15)$$

\hat{P}_{ii} é definido como coeficiente de potencial próprio, enquanto \hat{P}_{ij} representa o coeficiente de potencial mútuo do sistema. Utilizando os valores da permissividade em pico Farad por metro, estes coeficientes podem ser definidos de acordo com os equacionamentos (17) e (18), considerando 1,0 como permissividade média relativa do ar para linhas aéreas (16).

$$\epsilon_{ar} = 1,0 \times 8,85 \text{ pF/m} \quad (16)$$

$$\hat{P}_{ii} = 1.79836 \times 10^{-2} \ln \frac{D_{ii'}}{R_{Di}} \text{ m/pF} \quad (17)$$

$$\hat{P}_{ij} = 1.79836 \times 10^{-2} \ln \frac{D_{ij'}}{D_{ij}} \text{ m/pF} \quad (18)$$

A equação (19) apresenta a matriz $[\hat{P}_{primitiva}]$, $n \times n$ de coeficientes de potencial primitiva para uma linha aérea de n condutores em um sistema do tipo estrela aterrado.

$$\hat{P}_{primitiva} = \begin{pmatrix} \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{ac} & \hat{P}_{an} \\ \hat{P}_{ba} & \hat{P}_{bb} & \hat{P}_{bc} & \hat{P}_{bn} \\ \hat{P}_{ca} & \hat{P}_{cb} & \hat{P}_{cc} & \hat{P}_{cn} \\ \hat{P}_{na} & \hat{P}_{nb} & \hat{P}_{nc} & \hat{P}_{nn} \end{pmatrix} \quad (19)$$

Ao subdividir a equação (19) entre a terceira e quarta linha e coluna, obtêm-se:

$$\hat{P}_{primitiva} = \begin{pmatrix} \hat{P}_{ij} & \hat{P}_{in} \\ \hat{P}_{nj} & \hat{P}_{nn} \end{pmatrix} \quad (20)$$

Aplicando a redução de Kron (21) e calculando a inversa da matriz, obtemos a matriz de capacitâncias (22).

$$[P_{abc}] = [\hat{P}_{ij}] - [\hat{P}_{in}] \cdot [\hat{P}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{P}_{nj}] \quad (21)$$

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} \quad (22)$$

Após definidos os valores de capacitâncias próprias e mútuas do sistema, pode-se obter uma capacitância de equalização (C_{eq}), responsável pela compensação transversal da linha de transmissão. O valor de capacitância para o equilíbrio da linha é calculado a partir da diferença entre a capacitância de uma das fases aéreas para com o solo e a capacitância mútua entre as fases A e B aéreas, conforme é visto em (23). Em que j representa qualquer uma das fases aéreas.

$$C_{eq} = C_{jT} - C_{AB} \quad (23)$$

A disposição das capacitâncias na linha de transmissão pode ser observada através do circuito equivalente apresentado na Fig. 3.

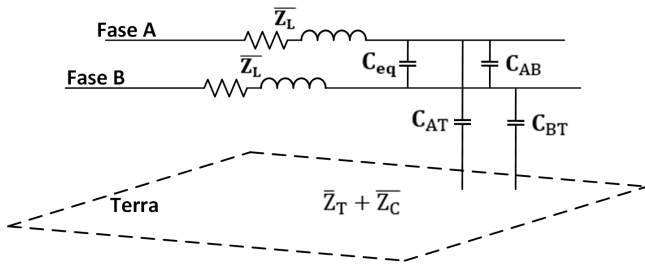


Figura 3. Circuito equivalente para as capacitâncias.

IV. METODOLOGIA

O sistema de distribuição trifásico equilibrado em média tensão de 13,8 kV, mostrado na Fig. 4, é o sistema considerado nos estudos deste trabalho. Uma linha de distribuição convencional a 3 fios interliga o alimentador à uma carga trifásica balanceada. Esta carga não tem relevância para o análise realizada neste trabalho.

No meio desta linha há uma derivação para um sistema de distribuição utilizando o esquema T2F. Um transformador isolador é utilizado para isolar as duas rede de média tensão. Um transformador de distribuição é utilizado para alimentar

a cargas consumidoras em baixa tensão (Carga Trifásica). Os parâmetros do sistema-teste são apresentados no Apêndice A.

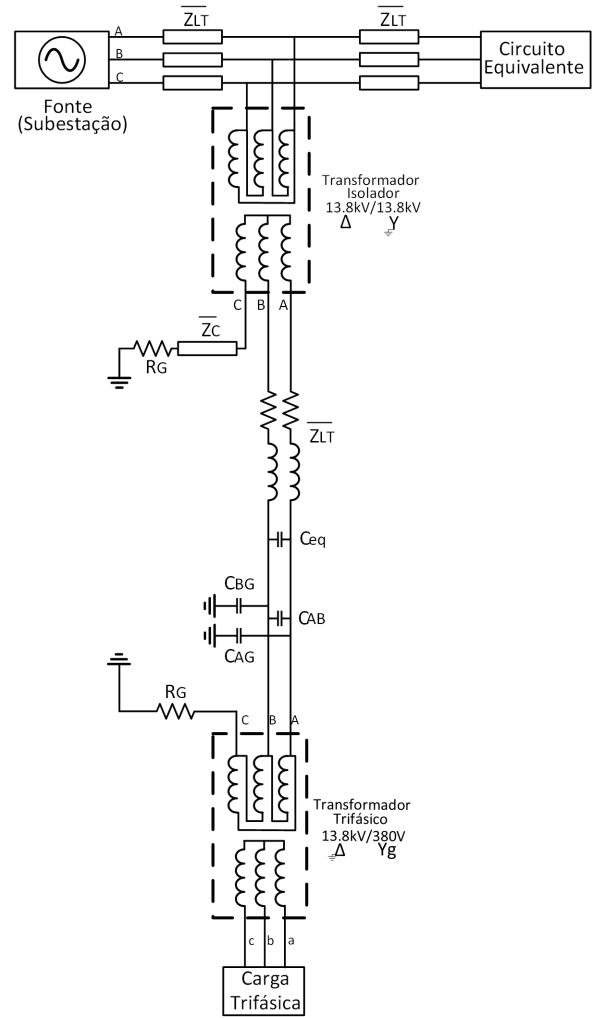


Figura 4. Circuito completo do sistema proposto.

A Tabela II apresentada as três variáveis do sistema que serão analisadas neste trabalho. Neste estudo, a potência instalada possui 5 patamares de carga e a linha possui 3 comprimentos distintos. Também são analisadas 5 combinações de uso da impedância de compensação ($R_c + jX_c$) em conjunto com a capacitância de equalização (C_{eq}).

Tabela II
VARIÁVEIS ANALISADAS

Carga (kVA)	Distância (km)	Compensações
75		R_C
150	10	$R_C L_C$
225	40	$R_C C_{eq}$
300		$L_C C_{eq}$
500	80	$R_C L_C C_{eq}$
		$SemComp.$

Por fim, é avaliado o cenário em que não há qualquer tipo de compensação. Essas variáveis foram escolhidas com base nas seguintes hipóteses:

- Cargas mais usuais no atendimento de consumidores rurais remotos e/ou isolados. Ou um conjunto de cargas;
- Possíveis comprimentos de linhas;
- Análise de todos os cenários de compensação.

V. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O sistema teste foi implementado no *software* Matlab/Simulink. A partir dos parâmetros do ramal T2F do sistema teste, foram obtidos os seguintes valores de compensação série e *shunt*:

$$Z_c = (0,6498 - j0,1396) \quad \Omega/km \quad (24)$$

$$C_{equa} = 1,49 \quad nF/km \quad (25)$$

Os valores de DT obtidos na simulação são apresentados nas Tabela III, Tabela IV e Tabela V, para os comprimentos de linha de 10, 40 e 80 km, respectivamente. Uma análise mais pontual pode ser realizada observando a Fig. 5.

É possível notar que se torna inviável usar tal sistema para o atendimento de cargas com potências iguais ou superiores a 500 kVA, pois para qualquer distância analisada o DT ultrapassa valores de 2%, predeterminados em norma, salvo para o cenário com compensação L-C. Outro importante resultado a salientar é a diminuição do DT para a distância de 40 km, o que significa que nas proximidades desta distância existe um ponto "ótimo" de DT, uma vez que a resistência da linha se aproxima da soma das resistências de aterramento. Neste sentido, para esta situação, existe uma boa resposta nos resultados quando as compensações são desconsideradas, desta forma os transformadores são conectados diretamente ao solo.

Tabela III
FATOR DE DESEQUILÍBRIO(%) PARA 10 KM DE LINHA

Compensações	Cargas (kVA)				
	75	150	225	300	500
R_C	0.5106	1.0183	1.5102	1.9848	3.2580
$R_C L_C$	0.5093	1.0149	1.5043	1.9757	3.2418
$R_C C_{eq}$	0.5125	1.0203	1.5126	1.9864	3.2602
$L_C C_{eq}$	0.4309	0.8543	1.2648	1.6603	2.7276
$R_C L_C C_{eq}$	0.5112	1.0168	1.5063	1.9777	3.2438
SemComp.	0.4302	0.8563	1.2700	1.6681	2.7441

Tabela IV
FATOR DE DESEQUILÍBRIO(%) PARA 40 KM DE LINHA

Compensações	Cargas (kVA)				
	75	150	225	300	500
R_C	0.3867	0.8411	1.3016	1.7366	2.9587
$R_C L_C$	0.3917	0.7931	1.2103	1.6013	2.7305
$R_C C_{eq}$	0.3941	0.8482	1.3097	1.7438	2.9660
$L_C C_{eq}$	0.1221	0.1998	0.3190	0.4350	0.8023
$R_C L_C C_{eq}$	0.3971	0.8006	1.2183	1.6083	2.7384
SemComp.	0.1058	0.3399	0.5714	0.7933	1.3851

Para uma discussão mais completa na análise da qualidade de energia, torna-se importante investigar outros indicadores. Os valores das quedas de tensão podem ser facilmente levantados nesta simulação e comparados com os padrões de limites de tensão estipulados pelo Módulo 8 - PRODIST [8], onde TE é

Tabela V
FATOR DE DESEQUILÍBRIO(%) PARA 80 KM DE LINHA

Compensações	Cargas (kVA)				
	75	150	225	300	500
R_C	0.5675	0.5104	0.8696	1.2837	2.5889
$R_C L_C$	0.8687	0.7805	0.8588	0.9861	1.9312
$R_C C_{eq}$	0.5691	0.5260	0.8851	1.2964	2.6021
$L_C C_{eq}$	0.7307	0.9251	1.1114	1.2895	1.7219
$R_C L_C C_{eq}$	0.8612	0.7826	0.8682	1.0002	1.9465
SemComp.	0.3499	0.7267	1.1366	1.5542	2.4896

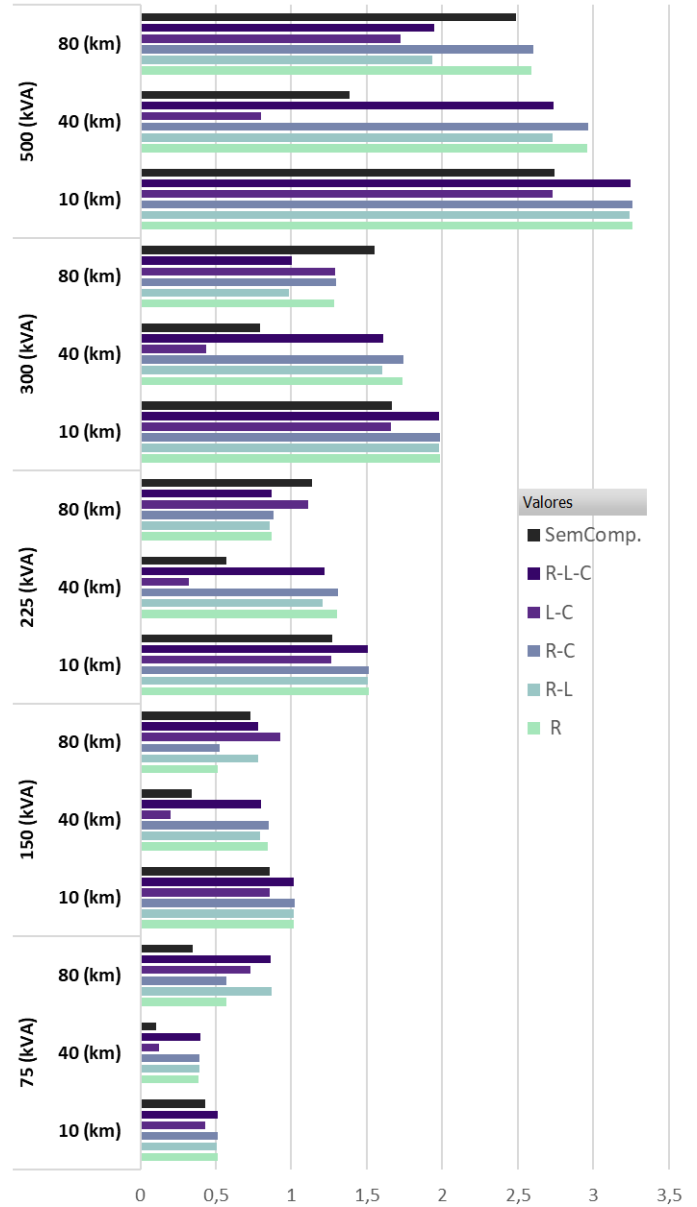


Figura 5. Comparação do fator de desequilíbrio de tensão para todos os cenários.

o valor eficaz da tensão integralizado a cada dez minutos e TN sendo o valor eficaz de tensão para qual o sistema é projetado. Desta forma, a faixa de valores adequados é $348 \leq TE \leq 396$; faixa de valores precários, $327 \leq TE < 348$ ou $396 < TE \leq 403$;

Faixa de valores críticos, $TE < 327$ ou $TE > 403$.

Desta maneira, a Fig. 6 apresenta os valores de tensão para todos os cenários analisados, sem compensação. Observa-se que o conceito tradicional de queda de tensão é mantido, uma vez que os resultados apresentam um aumento da queda de tensão para distâncias e cargas maiores, no entanto para praticamente todos os casos os valores das quedas de tensão são adequados, conforme as normativas da ANEEL [8].

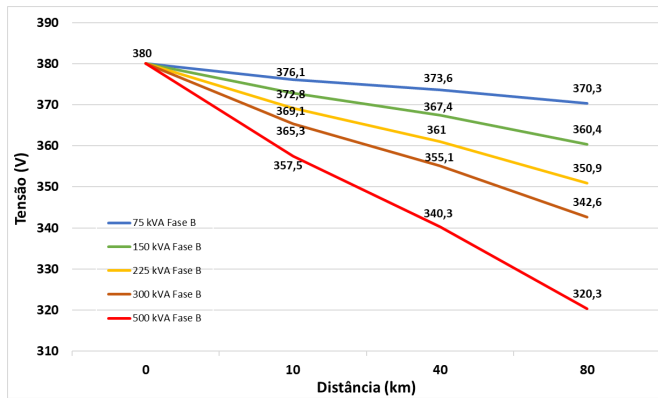


Figura 6. Queda de tensão sem compensação, Fase "B"(Pior fase).

VI. CONCLUSÕES

É possível concluir que o sistema de distribuição não tradicional proposto é capaz de operar dentro dos limites de desequilíbrio e quedas de tensão normalizados em [8], salvo para cargas iguais ou superiores a 500 kVA. É importante salientar a possibilidade da não utilização de sistemas de compensação longitudinal e transversal na linha, partindo dos resultados das simulações sem a presença destes componentes, que não apresentaram grandes desvantagens em relação ao sistema compensado. Por conseguinte, torna-se viável a conexão dos transformadores diretamente ao solo a partir de uma malha de aterramento, tendo em vista a maior complexidade da inserção de compensações no sistema, bem como maior custo associado.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a contribuição financeira das CEEE-D através do programa P&D ANEEL ciclo/2019 com a parceria CEEE-D e a UFSM, o que tornou possível a realização deste trabalho. E também agradecer o INCT-GD, o CNPq (processos 465640/2014-1 e 306317/2015-0), à CAPES (processo 23038.000776/2017-54), e à FAPERGS (17/2551-0000517-1) pelo apoio financeiro. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

[1] CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica / Eletrobrás, "Centrais Elétricas Brasileiras. "Seleção de Sistemas - MRT - RER - 05," pp. 1–22, 2002.

[2] F. Iliceto, E. Cinieri, L. Casely-Hayford, and G. O. Dokyi, "New Concepts on MV Distribution from Insulated Shield Wires of HV lines. Operation results of an experimental system and Applications in Ghana," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 4, pp. 2130–2144, 1989.

[3] J. E. Ramos, "Universalização Da Energia Elétrica Através Da Tecnologia Cabos Para-Raios Energizados (PRE)," Ph.D. dissertation, Universidade de São Paulo - USP, 2010.

[4] J. S. C. Huertas., "Eletrificação de pequenas vilas próximas das linhas de transmissão usando acoplamento capacitivo dos cabos." Master's thesis, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2016.

[5] E. H. Rose, "Alimentação de pequenas cargas ao longo de linhas de transmissão por meio de pára-raios energizados," Ph.D. dissertation, Escola Federal de Engenharia de Itajubá - IFEI, 1997.

[6] J. C. O. Fandi, J. R. M. Jr, S. Member, I. N. Gondim, J. C. D. Oliveira, and G. C. Guimarães, "Two wire distribution systems for supplying three phase rural loads," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 12, no. 2, pp. 182–189, 2014.

[7] P. R. Borges, J. E. Ramos, C. A. Carvalho, V. A. Pires, G. Cardoso, D. B. Ramos, and A. P. de Moraes, "Repowering rural single-phase distribution network: A non-conventional proposal using two overhead wires and the ground as the third phase," *Electric Power Systems Research*, vol. 150, pp. 105–117, 2017.

[8] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, (2018) , "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8. Resolução Normativa nº 728/2016."

[9] A. Ferreira Filho, "Análise do Comportamento do Fator do Desequilíbrio Frente a Variação da Amplitude e do ângulo da Tensão." Ph.D. dissertation, Universidade de Brasília, 2008.

[10] F. G. Torrezan, S. A. Pessoa, and P. E. T. Martins, "Estudo do Desequilíbrio de Tensão em um Sistema de distribuição," *Congresso Brasileiro de Automática - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB)*, 2018.

[11] J. R. Carson, "Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return," *Bell System Technical Journal*, vol. 4, 1926.

APÊNDICE A - DADOS DO SISTEMA-TESTE

- Transformador isolador:
13, 8-13, 8 kV, Δ -Y
500 kVA, $Z_T = 0, 2 + j0, 001591 \Omega$
- Transformadores de distribuição:
13800-380 V, Δ -Yg
75 kVA, $Z_T = 0, 15 + j0, 001111 \Omega$
150 kVA, $Z_T = 0, 15 + j0, 001111 \Omega$
225, 300, 500 kVA, $Z_T = 0, 2 + j0, 001591 \Omega$
- Fator de potência das cargas implementadas:
 $F_p = 0, 8$ indutivo para todos os valores de carga.
- Resistência de aterramento:
 $R_G = 20 \Omega$
- Linha T2F:
1/0 AWG
 $R = 0, 7090 \Omega/km$
 $GMR_i = 0, 00388 m$
 $D_{ni} = 0, 72 m$
 $Z_L = 0, 7090 + j0, 3938 \Omega/km$
 $CCT = 4, 75 nF/km$
 $CCC = 3, 23 nF/km$