

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

JÚLIO CESAR SANTOS FERRARI

**CONSEQUÊNCIA DA RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR
INJEÇÃO DE COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA**

Ilha Solteira
2019

JÚLIO CESAR SANTOS FERRARI

**CONSEQUÊNCIA DA RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR
INJEÇÃO DE COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área do conhecimento: Automação.

Sérgio Kurokawa
Orientador

Ilha Solteira
2019

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

F375c Ferrari, Júlio Cesar Santos.
Consequência da recapacitação de linhas de transmissão por injeção de componente de terceira harmônica / Júlio Cesar Santos Ferrari. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019
92 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Sérgio Kurokawa
Inclui bibliografia


Sandra Maria Clemente de Souza
DSTB/STRAUD
Bibliotecária
CRB 8-4740

1. Recapacitação. 2. Transitórios eletromagnéticos. 3. Sistemas de potência.
4. Tensão de terceira harmônica.

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Consequência da Recapacitação de Linhas de Transmissão por Injeção de Componente de Terceira Harmônica

AUTOR: JÚLIO CESAR SANTOS FERRARI

ORIENTADOR: SERGIO KUROKAWA

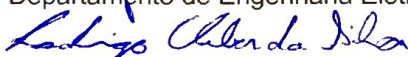
Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. SERGIO KUROKAWA

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. FALCONDES JOSE MENDES DE SEIXAS

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. RODRIGO CLEBER DA SILVA

Instituto Federal de Ensino, Ciência e Tecnologia de São Paulo - IFSP

Ilha Solteira, 06 de setembro de 2019

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pelo dom da vida e por todas as oportunidades colocadas em meu caminho.

Dedico este trabalho aos meus pais, Odair e Marly, pelo amor incondicional e por nunca medirem esforços para garantir que eu tivesse tudo que necessitava.

Agradeço imensamente ao professor Dr. Sérgio Kurokawa, por toda orientação, conselhos e ao apoio a mim concedidos desde a época em que fiz iniciação científica, em 2014.

Meu muito obrigado aos colegas de laboratório: Anderson Ricardo Justo de Araújo, Jaimis Sajid Leon Colqui e Tainá Fernanda Garbelim Pascoalato. Pela amizade, trocas de conhecimento e por todo suporte dado a mim durante a realização deste trabalho.

A todos os funcionários da UNESP – Ilha Solteira, por todo apoio e prontidão em solucionar problemas técnicos e burocráticos.

Aos amigos que conquistei nesse período em Ilha Solteira, com quem compartilhei muitos bons momentos.

Agradeço à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP.

Finalmente, minha gratidão ao CNPq, pelo apoio financeiro dado durante o período de mestrado.

RESUMO

Esta dissertação apresenta um estudo realizado sobre o método de recapacitação de linhas de transmissão por injeção de tensão de terceira harmônica (TTH). O método foi publicado em 2017 por Alaei e Khajehoddin como uma proposta mais economicamente viável de elevar a tensão de transmissão sem a necessidade de alterações nas estruturas das linhas de transmissão. A injeção de TTH em linhas convencionais tem como objetivo provocar um achatamento na forma de onda das tensões de fase, causando uma redução em seu valor de pico. O método se mostra vantajoso pelo fato de que a largura das faixas de servidão e as distâncias entre cabos condutores e solo são especificadas com base no valor de pico das tensões de fase. Logo, a redução da tensão de pico não somente permitiria às estruturas existentes transmitirem maior potência como também possibilitaria a construção de novas torres de transmissão com tamanho reduzido e faixas de servidão mais estreitas, tornando uma proposta economicamente atrativa para as companhias de transmissão de energia elétrica. No artigo em que o método de recapacitação em questão foi proposto, os autores realizam análises de tensões e correntes apenas nos terminais das LTs. A contribuição deste trabalho para os estudos do método de recapacitação por injeção de TTH, consiste nas análises feitas através de um modelo de linha de transmissão a parâmetros distribuídos, que permitiu o monitoramento das tensões de fase ao longo da extensão de linhas com diferentes comprimentos, tanto em regime permanente como durante a energização do sistema. Os resultados mostraram que a injeção de TTH causa sobretensões ao longo da extensão de linhas mais longas que 200 km, nos pontos fora dos terminais. Dependendo do comprimento da LT, os valores de amplitude das tensões de fase podem até mesmo excederem o valor da tensão nominal das estruturas, impondo assim uma limitação à essa nova técnica de recapacitação.

Palavras-chave: Recapacitação. Transitórios eletromagnéticos. Sistemas de potência. Tensão de terceira harmônica.

ABSTRACT

This work presents a study concerning the transmission line uprating method by injection of third harmonic voltage (THV). The method was published in 2017 by Alaei and Khajehoddin as a more economically feasible proposal to raise the transmission voltage level without the requirement for changes in the structural elements of overhead lines. The THV injection in conventional overhead lines aims to flatten the waveform of the phase voltages, resulting in a reduction in its peak values. This represents a significant advantage, since the specification of right-of-way (ROW) width and ground clearance bases on the peak value of the phase voltages. Therefore, a reduction in the peak voltage would not only allow the existing structures to transmit electricity at higher voltages but also the construction of new transmission towers with reduced size and narrower ROW, making it an economically attractive proposal for electric power transmission companies. In the article in which the referred uprating method was proposed, the authors perform voltage and current analyzes only at the TL ends. The contribution of this work to the studies of the uprating method by THV injection consists in the analyzes made through a distributed parameter transmission line model, which allowed the monitoring of the phase voltages along the extension of lines with different lengths, both at steady-state and during the system switching. The results showed that THV injection causes overvoltage along the extent of lines that are longer than 200 km, at the points outside the terminals. Depending on the length of the TL, the phase voltage amplitude values may even exceed the nominal voltage of the structures, thus imposing a limitation on this new uprating technique.

Keywords: Uprating. Electromagnetic transients. Power systems. Third harmonic voltage.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação esquemática da técnica <i>Nip</i>	16
Figura 2 – Representação esquemática da técnica <i>Tuck</i>	16
Figura 3 – Substituição de elementos estruturais em uma torre de transmissão.	17
Figura 4 – Adição de Extensão ao Topo da Torre de Transmissão.	18
Figura 5 – Elevação de uma torre de transmissão.	19
Figura 6 – Isolador do tipo <i>floating dead-end</i>	21
Figura 7 – Imagem 3D captada por um dispositivo LiDAR.....	23
Figura 8 – Injeção de componente de terceira harmônica no centro-estrela do transformador no terminal emissor.	25
Figura 9 – Gerador trifásico simétrico de sequência positiva com fonte de TTH aplicada no centro-estrela.	26
Figura 10 – Componentes fundamentais e TTH.....	28
Figura 11 – Tensão de fase v_{AN} de 1 p.u. somada com TTH v_{TH} de amplitude 1/6 p.u.	29
Figura 12 – Tensões de fase resultantes da injeção de TTH.	29
Figura 13 – Tensão de fase com TTH de diferentes amplitudes.	30
Figura 14 – Tensão de fase resultante limite com TTH de amplitude 1/6 p.u.	34
Figura 15 – Efeito do defasamento angular entre as componentes v_{AN} e v_{TH} . (a) Sem defasamento, (b) defasamento de 10° , (c) defasamento de 60°	35
Figura 16 – Injeção de componente de terceira harmônica no centro estrela de ambos os transformadores da linha de transmissão.....	36
Figura 17 – Silhueta e parâmetros da linha de transmissão estudada.....	39
Figura 18 – Diagrama esquemático de uma linha trifásica com dupla injeção de TTH.....	40
Figura 19 – Linha de transmissão trifásica convencional.....	41
Figura 20 – Tensões de fase no terminal emissor de uma linha de 300 km operando a plena carga durante energização e regime permanente: (a) sem injeção de TTH, (b) com dupla injeção de TTH.....	42
Figura 21 – Tensão de fase v_{FC} de uma LT de comprimento 300 km com e sem injeção de TTH.....	43
Figura 22 – Esquema para simulação da TTH isolada.	44
Figura 23 – Formas de onda das tensões de fase nos terminais e no ponto médio da linha de 100 km com injeção de TTH.	44
Figura 24 – Perfis de tensão da linha de 100 km.	45
Figura 25 – Formas de onda das tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 200 km com injeção dupla de TTH.	46
Figura 26 – Perfis de tensão da linha de 200 km.	46
Figura 27 – Formas de onda das tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 300 km com injeção dupla de TTH.	47
Figura 28 – Perfis de tensão da linha de 300 km.	47

Figura 29 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 400 km com injeção dupla de TTH.....	48
Figura 30 – Perfis de tensão da linha de 400 km.....	49
Figura 31 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 500 km com injeção dupla de TTH.....	49
Figura 32 – Perfis de tensão da linha de 500 km.....	50
Figura 33 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 600 km com injeção dupla de TTH.....	51
Figura 34 – Perfis de tensão da linha de 600 km.....	52
Figura 35 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 700 km com injeção dupla de TTH.....	52
Figura 36 – Perfis de tensão da linha de 700 km.....	53
Figura 37 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 1000 km com injeção dupla de TTH.....	54
Figura 38 – Perfis de tensão da linha de 1000 km.....	54
Figura 39 – Amplitude da componente de terceira harmônica no ponto médio de linhas com diferentes comprimentos.	56
Figura 40 – Diagrama unifilar de uma linha de comprimento d com injeção de TTH sem o gerador trifásico e a carga.....	58
Figura 41 – Representação do método da superposição de efeitos para a análise da influência de cada gerador de TTH na linha de transmissão. (a) gerador V_{TH1} isolado, (b) gerador V_{TH2} isolado.	59
Figura 42 – Linha de transmissão monofásica de comprimento d e terminal receptor em curto-circuito com representação fasorial de tensões e correntes nos terminais.	60
Figura 43 – Perfil de tensão de uma linha de meio comprimento de onda com terminal receptor em curto-circuito.	62
Figura 44 – Diagrama unifilar para estudo da influência do gerador V_{TH1} na LT de comprimento $d=600$ km.	63
Figura 45 – Perfil de tensão na linha de transmissão de aproximadamente meio comprimento de onda da componente de 180 Hz. Gráficos plotados a partir da equação do perfil de tensão e das medições em pontos da linha simulada no software Simulink.....	64
Figura 46 – Diagrama unifilar de uma linha de comprimento d para estudo do efeito causado pelo gerador V_{TTH1} isolado na presença de impedância Z_{carga} no centro-estrela do transformador receptor.	65
Figura 47 – Perfis de tensão da componente de TTH gerada por V_{TH1} ao longo da linha de 600 km com carga Z_{carga} no centro-estrela do transformador receptor.....	65
Figura 48 – Perfis de tensão de ambos os geradores de terceira harmônica de maneira separada e em conjunto.	67
Figura 49 – Linha de transmissão monofásica de comprimento d com retorno pelo solo.	73
Figura 50 – Modelo π -nominal.....	74
Figura 51 – Representação de um elemento infinitesimal de uma linha de transmissão.	75

Figura 52 – Linha de transmissão de comprimento d e ponto de referência no terminal receptor.	78
Figura 53 – Linha de transmissão sem perdas.	80
Figura 54 – (a) Linha de transmissão ideal. (b) Rede de impedâncias equivalentes.	82
Figura 55 – Modelo simplificado de Bergeron com inclusão de resistências concentradas para várias secções de linha.	84
Figura 56 – Linha de transmissão genérica de comprimento d com representação fasorial.	86
Figura 57 – Linha de transmissão de comprimento d com representação fasorial e presença de ponto x genérico.	89
Figura 58 – Linha de transmissão de comprimento d representada por dois segmentos.	89
Figura 59 – Tensão de pico em função da distância do gerador dada em graus elétricos.	91
Figura 60 – Perfil de tensão de uma linha de meio comprimento de onda com terminal receptor em curto-circuito.	92

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	12
1.2	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	12
2	TÉCNICAS CONVENCIONAIS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	14
2.1	ELEVAÇÃO DA TENSÃO DE TRANSMISSÃO	14
2.2	ELEVAÇÃO DA ALTURA DA LINHA DE TRANSMISSÃO	15
2.2.1	Nip & Tuck	16
2.2.2	Substituição de elementos estruturais	17
2.2.3	Adição de extensões ao topo das torres de transmissão	18
2.2.4	Adição de torres intermediárias entre vãos	18
2.2.5	Elevação de estruturas	18
2.3	AUMENTO DA SECÇÃO DOS CABOS CONDUTORES	19
2.4	SUBSTITUIÇÃO DE CABOS CONDUTORES POR CABOS DE ALTA TEMPERATURA E MENOR VALOR DE FLECHA	20
2.5	MAXIMIZAÇÃO DA CORRENTE DA LINHA	21
2.6	INJEÇÃO DE TENSÃO DE TERCEIRA HARMÔNICA	23
3	RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR MEIO DE INJEÇÃO DE COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA	25
3.1	DESCRIÇÃO QUALITATIVA DO MÉTODO DE RECAPACITAÇÃO	25
3.2	INFLUÊNCIA DA COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA NAS TENSÕES DE FASE	26
3.3	INFLUÊNCIA DO DEFASAMENTO ANGULAR ENTRE COMPONENTES FUNDAMENTAIS E TTH NA TENSÃO DE FASE RESULTANTE	34
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	37
4	DESEMPENHO DO MÉTODO DE RECAPACITAÇÃO BASEADO NA INJEÇÃO DE TTH LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO A NATUREZA DISTRIBUÍDA DOS PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	38
4.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA ANALISADO	38
4.2	ANÁLISE DO SISTEMA DURANTE A ENERGIZAÇÃO DA LINHA	41

4.3	ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE	43
4.3.1	Linha de Transmissão de 100 km	44
4.3.2	Linha de Transmissão de 200 km	45
4.3.3	Linha de Transmissão de 300 km	47
4.3.4	Linha de Transmissão de 400 km	48
4.3.5	Linha de Transmissão de 500 km	49
4.3.6	Linha de Transmissão de 600 km	50
4.3.7	Linha de Transmissão de 700 km	52
4.3.8	Linha de Transmissão de 1000 km	53
4.4	CONSIDERAÇÕES ACERCA DA COMPONENTE DE TTH	55
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	56
5	EXPLICAÇÃO DO FENÔMENO DE SOBRETENSÕES QUE OCORREM EM LINHAS RECAPACITADAS PELO MÉTODO DE INJEÇÃO DE TTH	58
5.1	DESCRIÇÃO MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DE CADA GERADOR DE TTH NA LINHA DE TRANSMISSÃO	58
5.2	A TEORIA DE LINHAS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA EM RELAÇÃO À LINHA ESTUDADA	63
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	67
6	CONCLUSÃO	68
	REFERÊNCIAS	70
	APÊNDICE A – DESCRIÇÃO MATEMÁTICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	73
A.1	Equações de propagação de ondas de tensão e corrente em linhas de transmissão	73
A.2	Equações de tensão e corrente em linhas de transmissão no domínio da frequência..	76
	APÊNDICE B – MODELO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO A PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS	80
B.1	O Modelo de Bergeron.....	80
	APÊNDICE C – LINHAS DE TRANSMISSÃO DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA	85
C.1	Relações fundamentais de comprimento de onda e comprimento elétrico.....	85
C.2	Equações Hiperbólicas Aplicadas a Linhas de Meio Comprimento de Onda.....	86
C.3	Considerações Finais	93

1 INTRODUÇÃO

Em um país emergente, a expansão da indústria, o crescimento demográfico e a ascensão socioeconômica da população se traduzem em um aumento na demanda energética, que deve ser acompanhada por um aumento na potência gerada pelas concessionárias de energia elétrica. Entretanto, deve-se levar em consideração que o aumento da geração de energia elétrica exige um maior esforço por parte dos condutores que a transportam. Logo, esse aumento deve ocorrer simultaneamente com a melhoria das linhas de transmissão, responsáveis pelo transporte dessa energia até os centros consumidores.

A construção de novas linhas de transmissão para atender o aumento da demanda energética, muitas vezes, torna-se uma iniciativa inconveniente devido ao requerimento de licenças ambientais e pagamentos de indenizações por expropriações de faixas de servidão, além dos altos custos de manutenção das estruturas. Dessa forma, o aprimoramento das estruturas existentes se mostra mais vantajoso na maioria das vezes. À essa técnica dá-se o nome de recapacitação de linhas de transmissão (OLIVEIRA, 2000).

O problema envolvido no aumento da potência transmitida por um condutor se dá por meio do aumento de corrente elétrica nesse meio, que ocasiona um aumento de temperatura no material devido ao efeito Joule. Assim, deve-se atentar nos projetos para a ampacidade dos cabos condutores. Define-se ampacidade como sendo a capacidade máxima de corrente que um condutor pode suportar sem que haja mudanças em sua estrutura física devido ao aumento de temperatura.

A literatura apresenta diversos métodos para elevar a ampacidade de uma linha de transmissão. Algumas técnicas envolvem a substituição dos cabos condutores das estruturas antigas por cabos que suportem maiores temperaturas. Também existe a opção de aumentar o número de condutores para uma mesma fase, distribuindo a corrente transmitida e exigindo menor esforço elétrico de cada condutor. Há também a opção de se elevar a altura das linhas de transmissão, de modo a ampliar a distância condutor-solo. Dessa forma, mesmo que a linha sofra dilatação térmica, a distância condutor-solo mínima exigida por normas de segurança ainda é respeitada.

A técnica de recapacitação analisada nesta dissertação consiste na injeção de uma tensão de terceira harmônica em um sistema trifásico para que haja diminuição do valor de pico das tensões de fase por meio de distorção harmônica. Com a redução do valor de pico das tensões de fase é possível elevar o valor de tensão da linha de transmissão em até 15,5% sem que o limite do valor de pico ultrapasse o valor limite especificado para a linha de transmissão. O método possui a

vantagem de ser um procedimento que pode ser considerado puramente elétrico, não havendo necessidade de mudanças na estrutura física das linhas de transmissão para fins de aplicabilidade. Essa técnica de recapacitação foi proposta por Alaei e Khajehoddin (2017). No artigo, os autores não consideram a natureza distribuída dos parâmetros de linhas de transmissão, essa consideração é necessária para que possa realizar uma análise detalhada do comportamento ondulatório das tensões e correntes em qualquer ponto da linha, tanto em regime permanente quanto para estudos de transitórios eletromagnéticos.

1.1 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação tem como objetivo realizar um estudo sobre o método de recapacitação por injeção de tensão de terceira harmônica (TTH) através de um modelo de representação de linhas de transmissão a parâmetros distribuídos. O modelo em questão permite a divisão de uma linha de transmissão em segmentos, que torna possível o estudo do comportamento das tensões ao longo de sua extensão. O método de injeção de TTH será analisado em regimes transitório e permanente em linhas de transmissão com diferentes comprimentos e, para cada caso, será feita a comparação entre uma linha convencional e uma linha recapacitada pelo método. Também será feito um estudo do comportamento da TTH de maneira isolada para melhor compreensão dos fenômenos decorrentes da inserção dessa componente no sistema.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

No Capítulo 2 são apresentadas técnicas de recapacitação comumente utilizadas por concessionárias de energia elétrica. Ao final do capítulo, a técnica utilizada neste trabalho também é apresentada.

No Capítulo 3, a técnica de recapacitação por injeção de TTH é analisada gráfica e matematicamente, mostrando as vantagens, limitações e soluções propostas pelos autores da técnica.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados das análises da técnica de recapacitação em estudo feitas por meio de um modelo de linhas de transmissão a parâmetros distribuídos. As análises foram realizadas para diversos comprimentos de linha de transmissão, tanto na presença quanto na ausência da componente de terceira harmônica para fins de comparação.

No Capítulo 5 são apresentadas análises quanto ao comportamento isolado da componente de terceira harmônica no sistema, isto é, sem a presença do gerador trifásico e da carga. As análises

são desenvolvidas sobre uma linha de 600 km por se comportar como uma linha de meio comprimento de onda em relação à componente de 180 Hz.

No Capítulo 6 apresenta-se as conclusões do estudo realizado.

No Apêndice A é feita a demonstração das equações diferenciais da linha de transmissão e sua solução no domínio da frequência.

No Apêndice B o modelo de Bergeron com e sem perdas é apresentado.

No Apêndice C apresenta-se de maneira sucinta a teoria sobre o comportamento das tensões em linhas de meio comprimento de onda.

2 TÉCNICAS CONVENCIONAIS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão são as estruturas com maior dimensão física do sistema elétrico, e é por meio delas que é feito o transporte da energia gerada pelas centrais geradoras até os centros consumidores. A construção de novas linhas de transmissão quando há a necessidade do aumento de potência transmitida, muitas vezes torna-se economicamente inviável frente a alternativa da recapacitação. Algumas das técnicas de recapacitação comumente utilizadas por companhias de distribuição são apresentadas neste capítulo.

2.1 ELEVAÇÃO DA TENSÃO DE TRANSMISSÃO

A energia elétrica é gerada com uma tensão consideravelmente inferior à tensão de transmissão, a usina hidrelétrica Itaipu Binacional, por exemplo, fornece em parte de suas centrais geradoras uma tensão nominal de 18 kV em 60 Hz para a região Sudeste do Brasil, que é distribuída em três linhas de transmissão distintas. Esse valor é então elevado para tensões de transmissão nas subestações elevadoras para 345, 500 e 765 kV.

Quando há a necessidade de se elevar a potência transmitida por uma linha de transmissão, a elevação de tensão se apresenta como uma solução capaz de elevar a potência transmitida a um nível consideravelmente superior com perdas reduzidas. No entanto, essa técnica é bem menos utilizada em comparação com as técnicas de elevação de corrente (BHATTARAI *et al.*, 2010).

A técnica da elevação de tensão de transmissão permite a diminuição do valor de corrente elétrica transmitida pelos cabos condutores com o mesmo nível de potência. Além disso, essa medida também reduz perdas na transmissão, isso permite que a linha transmita uma quantidade superior de energia. No entanto, a técnica de elevação de tensão requer um alto custo de implementação, visto que vários são os itens que devem ser simultaneamente modificados a fim de suportarem a nova tensão de operação da linha. Tais itens incluem isoladores e transformadores que não possuam *tap* para tensões superiores, além da necessidade de se aumentar a altura das estruturas para atender às normas de segurança (BHATTARAI *et al.*, 2010).

O fator chave para a elevação da tensão de transmissão é a altura dos cabos condutores, isto é, a distância condutor-solo necessária para manter a segurança nos casos de sobretensões transitórias. Dessa forma, um estudo prévio sobre as condições locais onde a linha está instalada deve ser realizado, de modo a avaliar a viabilidade do projeto. Uma solução apresentada em

(BHATTARAI *et al.*, 2010) sugere o uso de supressores de surto para controlar os níveis de sobretensões transitórias, permitindo a operação da linha em alturas inferiores mantendo o mesmo nível de segurança.

Outra inconveniência do aumento de tensão é com respeito ao aumento da intensidade do campo elétrico e o risco de efeito corona. Os níveis de campo elétrico e ruídos por efeito Corona devem estar de acordo com as normas vigentes em cada país. Em muitos casos, o aumento no número de condutores por fase ajuda nessa questão (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005).

2.2 ELEVAÇÃO DA ALTURA DA LINHA DE TRANSMISSÃO

A distância condutor-solo é especificada visando aumentar o distanciamento entre cabos condutores e quaisquer elementos que possam conduzir corrente elétrica, tanto ao contato quanto nas proximidades dos condutores. Essa distância é especificada de modo que se atenda às normas de segurança vigentes no país em que a linha de transmissão esteja instalada, a fim de evitar acidentes em pedestres e motoristas de caminhões ou outras máquinas de altura elevada. Pois é sabido que o contato direto com os cabos condutores energizados pode causar acidentes por curto-circuito. Porém, não somente o contato direto pode acarretar acidentes, tendo em conta que uma eventual aproximação entre um objeto que esteja fixado no solo e um condutor energizado pode provocar o rompimento do dielétrico do ar, nesse caso um curto-circuito é gerado na forma de um arco visível, também chamado de *flashover*. De acordo com a norma NBR 5422/85 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT, 1985) a distância de segurança entre condutor e solo é calculada baseado no nível de tensão da linha.

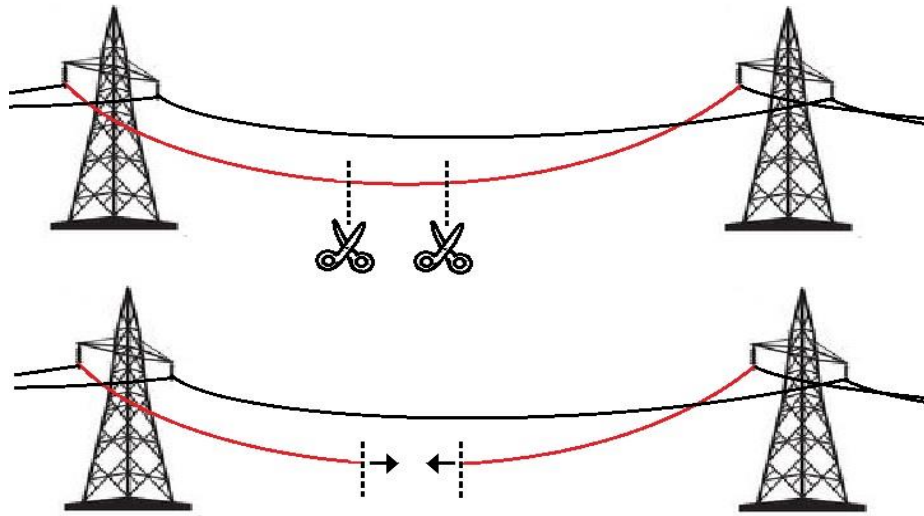
A elevação da altura de uma linha de transmissão possibilita a operação dos cabos condutores em temperaturas superiores, o que torna possível a transmissão de maiores valores de corrente elétrica. Haja vista que, quando um condutor é aquecido, o material sofre dilatação térmica; conseqüentemente, os valores das flechas aumentam, reduzindo assim a distância condutor-solo.

Alguns métodos para elevar a distância condutor-solo se dão por meio do retensionamento dos cabos condutores, que faz com que os mesmos fiquem mais esticados resultando numa redução dos valores de flecha. Outros artifícios, apresentados em (REISDORFF, 2006), consistem em alterar as estruturas de ancoragem das linhas, as torres de transmissão. Alguns dos procedimentos para o alteamento dos cabos condutores são apresentados a seguir.

2.2.1 Nip & Tuck

Trata-se de uma combinação de procedimentos, um deles consiste em cortar uma pequena parcela do condutor (*nip*) e emendar as partes soltas a fim de aumentar a tensão mecânica e reduzir o valor de flecha do vão com problemas de distância condutor-solo, a Figura 1 ilustra essa técnica.

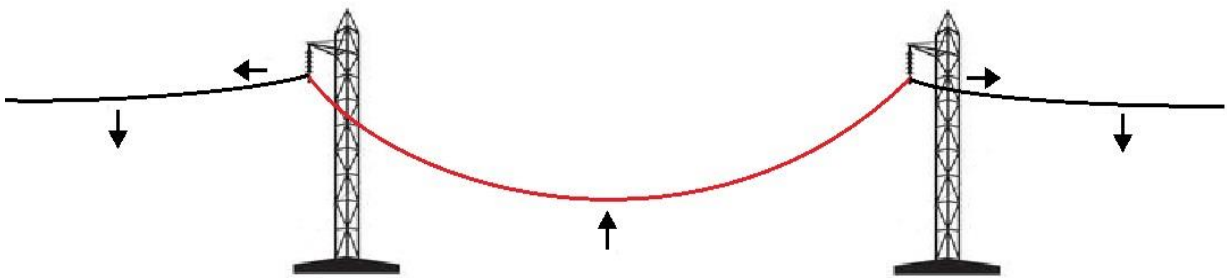
Figura 1 – Representação esquemática da técnica *Nip*.



Fonte: próprio autor.

O outro trata-se do deslizamento do condutor entre uma ou mais torres de transmissão (*tuck*) de forma que as forças de tensão entre torres adjacentes sejam distribuídas. Esse último método pode ser implementado quando há um vão com problemas de distância condutor-solo e um vão adjacente com distância de sobra para receber maior volume de condutor. A Figura 2 esquematiza esse método.

Figura 2 – Representação esquemática da técnica *Tuck*.



Fonte: próprio autor.

O maior problema com essa combinação de métodos se dá por possíveis desbalanceamentos mecânicos entre estruturas, pois as forças de tração serão desiguais nas diferentes torres de sustentação (BELANGER; LUSZCZKI, 2013). Quando se trata de retensionamento de condutores, deve-se fazer uma inspeção prévia das condições das torres de transmissão existentes, analisando principalmente estruturas de ângulo e fim de linha de maneira a garantir que elas suportem as novas cargas de tração. Deve-se também levar em consideração que a linha estará sujeita a ventos fortes e, em alguns casos, acúmulo de gelo. Com o retensionamento, os condutores também estarão mais sujeitos à vibração eólica, podendo causar fadiga e rompimento dos cabos. Além disso, a margem de segurança para condutores e conectores diminuirá, acarretando altas cargas de tração e diminuindo a capacidade de amortecimento mecânico dos condutores. Em vista disso, o emprego de amortecedores de vibrações torna-se necessário para evitar fadiga nos condutores causada por vibrações (BARTHOLD; DOUGLASS; WOODFORD, 2008).

2.2.2 Substituição de elementos estruturais

Consiste na substituição de partes das estruturas de sustentação. Esse procedimento requer o uso de máquinas pesadas e interrupções no fornecimento de energia. A Figura 3 mostra uma cena desse trabalho.

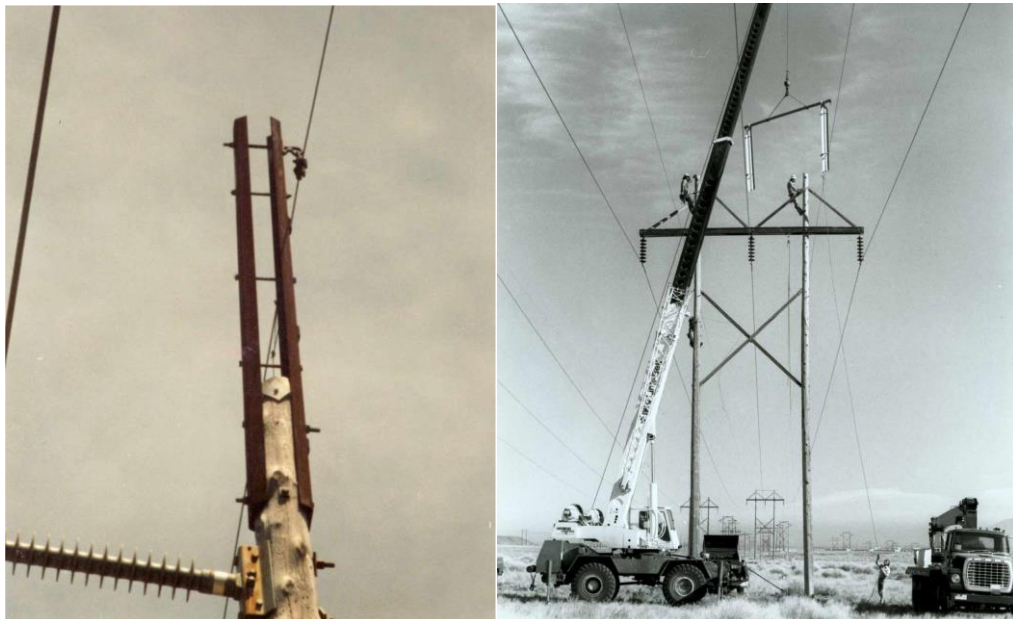
Figura 3 – Substituição de elementos estruturais em uma torre de transmissão.



2.2.3 Adição de extensões ao topo das torres de transmissão

Assim como no procedimento anterior, a adição de extensões às torres de transmissão requer o uso de máquinas pesadas e interrupções no fornecimento de energia. Outros fatores que devem ser levados em consideração para ambos os procedimentos citados é a capacidade das torres de transmissão em sustentar as novas forças a que estarão sujeitas. Essa avaliação é feita pela inspeção da resistência das colunas e da capacidade das fundações em suportar cargas mecânicas adicionais. A Figura 4 mostra uma cena do trabalho de se adicionar extensões ao topo da torre de transmissão.

Figura 4 – Adição de Extensão ao Topo da Torre de Transmissão.



Fonte: Reisdorff (2006).

2.2.4 Adição de torres intermediárias entre vãos

Esse método consiste na instalação de uma torre de transmissão adicional entre duas torres. O procedimento também requer interrupções no fornecimento, além da possibilidade do surgimento de problemas com distâncias condutor-solo em estruturas adjacentes.

2.2.5 Elevação de estruturas

Trata-se de um método de alteamento de torres de transmissão que é realizado sem a necessidade de interromper o fornecimento de energia ao trecho em obras. O método consiste em

cortar as hastes de sustentação, elevá-las e adicionar material de preenchimento ao vão resultante do processo por meio de máquinas hidráulicas. A Figura 5 ilustra o processo descrito.

Figura 5 – Elevação de uma torre de transmissão.



Fonte: Reisdorff (2006).

Como mencionado anteriormente, alguns métodos para elevar a altura das linhas de transmissão requerem interrupções no fornecimento de energia ao trecho em obras, podendo ocasionar transtornos aos consumidores. Ademais, muitas estruturas existentes não são mecanicamente capazes de suportar um alteamento por não serem projetadas para resistir às novas forças horizontais e verticais a que estarão sujeitas. Para contornar esse problema, são realizadas alterações nas fundações e adição de armaduras de sustentação às torres de transmissão. A total substituição de uma torre é feita apenas quando necessário (REISDORFF, 2006).

2.3 AUMENTO DA SECÇÃO DOS CABOS CONDUTORES

O aumento na secção dos cabos condutores é feito com o objetivo de expandir a capacidade de transmissão de corrente elétrica, pois para um mesmo valor de corrente, as perdas por efeito joule são menores em cabos com área de secção transversal superior. Esse aumento pode ser obtido tanto pela substituição de cabos condutores com diâmetro superior como também pelo aumento do número de condutores por fase.

O aumento do número de condutores por fase é conveniente para transmissões em alta tensão, pois reduz o gradiente de tensão ao redor dos cabos, ao mesmo tempo em que diminui a reatância da linha. Isso também causa uma redução de efeito corona, radio interferência e impedância de surto (FUCHS, 1977).

Ao mesmo tempo em que se faz a substituição dos condutores, deve-se também substituir isoladores, componentes estruturais e até melhorar a fundação das torres de transmissão. Dado que esses componentes terão que suportar cargas elétricas e mecânicas maiores, pois os novos condutores, por possuírem diâmetro superior, são mais propensos a apresentarem um peso maior (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005).

2.4 SUBSTITUIÇÃO DE CABOS CONDUTORES POR CABOS DE ALTA TEMPERATURA E MENOR VALOR DE FLECHA

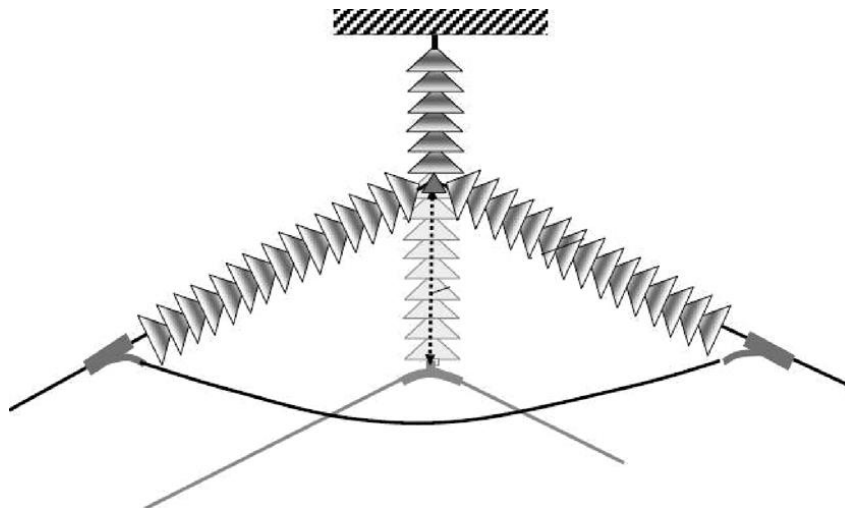
Pesquisadores estudam e buscam novos materiais para a fabricação de cabos condutores pela necessidade de se obter materiais que sofram menor dilatação quando submetidos a altas temperaturas. Desse modo, é permitida a operação dos condutores sob condições de maiores valores de corrente. Outros fatores que determinam na qualidade do material dos cabos condutores são: o peso unitário, diâmetro, maleabilidade, tração de ruptura e ampacidade (CAVASSIN; FERNANDES, 2012). Hoje no mercado existem vários tipos de condutores com a tecnologia para suportar temperaturas superiores sem causar um aumento significativo no valor de flecha, chamados de condutores HTLS, na sigla em inglês: *High Temperature Low Sag* (em tradução livre: alta temperatura e baixa flecha). No Brasil, a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) foi pioneira no desenvolvimento da tecnologia para projeto e construção de linhas de transmissão com cabos HTLS (BRAGA *et al.*, 2007).

Os cabos de alumínio usados nas linhas de extra alta tensão (EHV) possuem alta dureza e resistência à tração, mas se a temperatura do material for elevada para além de 95°C, a força de tração desses encordoamentos de alumínio diminui devido ao efeito térmico. A alma de aço usada nesses cabos para reforço não é afetada por essa faixa de temperatura. No entanto a faixa de temperatura de operação de uma linha típica varia entre 50°C e 150°C (BARTHOLD; DOUGLASS; WOODFORD, 2008). A substituição dos cabos condutores usuais por cabos que suportem maiores temperaturas sofrendo menor dilatação pode, muitas vezes, ser feita sem a necessidade de fortalecer as estruturas existentes dependendo do peso unitário e da área de secção transversal do cabo utilizado.

Um método apresentado em (DA SILVA; DE BARROS BEZERRA, 2011) propõe uma técnica para calcular as tensões mecânicas e flechas nos condutores, mesmo com diferentes condutores e em diferentes altitudes e temperaturas. Tal estudo permite identificar pontos da linha em que há limitações à transmissão de potência devido a alturas condutor-solo inadequadas. A partir dessa identificação é feita a substituição dos condutores utilizados por condutores HTLS junto com um tipo especial de isoladores moveis (*floating dead-end*) apenas nos trechos problemáticos da linha.

Os isoladores do tipo *floating dead-end*, apresentam uma solução para a elevação da altura de linhas de transmissão através da elevação do ponto de suspensão da linha. A Figura 6 mostra como o dispositivo se posiciona em relação ao modelo clássico, representado em tons mais claros.

Figura 6 – Isolador do tipo *floating dead-end*.



Fonte: Barthold *et al.* (2008).

Na Figura 6, a parte mais clara representa o isolador comum para efeito de comparação com o isolador do tipo *floating dead-end*.

2.5 MAXIMIZAÇÃO DA CORRENTE DA LINHA

As linhas de transmissão são, muitas vezes, projetadas de modo a operarem muito abaixo de sua ampacidade. Essa medida é tomada para que se atenda aos requisitos de segurança nos projetos de estruturas de transmissão de energia elétrica. Os projetos são realizados visando condições extremas de temperatura e velocidade do vento, eventos que ocorrem raramente, sendo que na maior parte do tempo a linha poderia transmitir maiores valores de corrente elétrica.

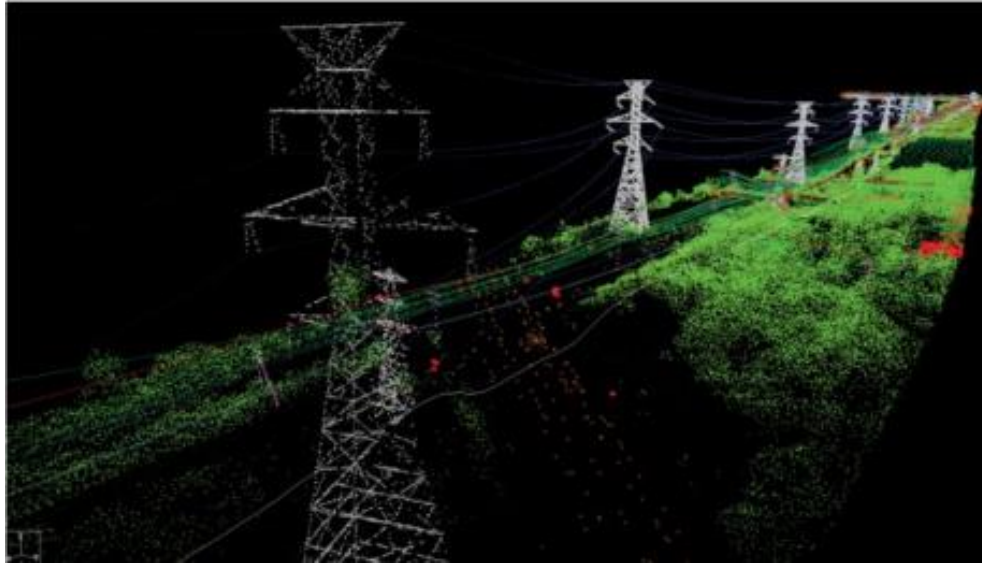
Dois métodos para definir a temperatura máxima de operação de uma linha são apresentados em (ALBIZU; MAZÓN; ZAMORA, 2005):

- Método Determinístico: consiste em determinar um valor máximo de temperatura dos condutores baseado em deduções de direção e velocidade do vento, temperatura ambiente e radiação solar. Os cálculos são realizados seguindo o padrão CIGRÉ (CIGRÉ, 1996) ou IEEE (INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS - IEEE, 1993). Os cálculos geralmente adotam baixa velocidade do vento, máxima radiação solar e alta temperatura ambiente. O risco de não se adotar um limite seguro de temperatura dos condutores é devido ao fato de que a linha possa exceder sua temperatura máxima por curtos períodos de tempo, ocasionando dilatação térmica dos cabos, fazendo com que a distância de segurança entre condutor-solo seja violada.
- Método Probabilístico: leva em consideração dados reais sobre as condições climática de uma determinada região e considera, para um determinado valor de corrente, quanto tempo leva para que a temperatura do condutor seja excedida e calcula o risco de ocorrer uma condição não segura (CIGRÉ, 1996).

Atualmente, as empresas dispõem de tecnologias que auxiliam no monitoramento de linhas de transmissão, como é o caso do LiDAR, um dispositivo que pode ser acoplado a aviões, drones ou até mesmo em veículos terrestres. O LiDAR obtém imagens tridimensionais de uma área por meio de emissão e recepção de lasers. As imagens obtidas podem ser utilizadas em projetos de reparos de linhas de transmissão com auxílio de softwares específicos. Desse modo as concessionárias de energia atuam de maneira mais eficiente no reparo das linhas aéreas (BELANGER; LUSZCZKI, 2013; BRUNKER, 2016). Outra utilidade do LiDAR é fazer o monitoramento das alturas do cabos condutores quando a linha opera transmitindo valores superiores de corrente elétrica. Esse monitoramento é realizado para garantir que a distância condutor-solo mínima não seja violada devido ao efeito de dilatação térmica (CHAPUT, 2012). A Figura 7 mostra uma imagem digital gerada por um dispositivo LiDAR em uma faixa de servidão de uma linha de transmissão.

Algumas concessionárias de energia elétrica passaram a utilizar a tecnologia DTCR (Dynamic Thermal Circuit Rating) a fim de aproveitar melhor a capacidade de transmissão de corrente de suas linhas de transmissão. Essa tecnologia utiliza dados meteorológicos de alta precisão e condições de carga para calcular a ampacidade dos condutores em tempo real (DOUGLASS *et al.*, 2000).

Figura 7 – Imagem 3D captada por um dispositivo LiDAR.



Fonte: Chaput (2012).

Um fator limitante para a transmissão de potência em uma linha de transmissão consiste no fato de que um pequeno trecho com menor ampacidade reduz o valor de ampacidade de toda a linha. Para identificar esses gargalos utiliza-se atualmente dispositivos de monitoramento de alta resolução como o LiDAR. Em uma linha operante, no entanto, esse método demanda altos investimentos de tempo e dinheiro. Para contornar o problema, Pytlak e Musilek (PYTLAK; MUSILEK, 2012) propõem uma maneira de localizar tais gargalos na linha através de dados meteorológicos de alta resolução aliados a um algoritmo genético. O sistema identifica quais trechos apresentam problemas com maior frequência, permitindo assim a concessionária localizar os pontos da linha que trarão maior retorno financeiro caso sejam melhorados.

2.6 INJEÇÃO DE TENSÃO DE TERCEIRA HARMÔNICA

Finalmente, tem-se um método apresentado por (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017), que propõe a injeção de uma tensão em terceira harmônica de sequência zero numa linha de transmissão convencional. Essa adição tem como objetivo reduzir a altura condutor-solo exigida para a transmissão de uma determinada potência. Nesse método, a amplitude das ondas de tensão são reduzidas em até 13,4%, mantendo a componente fundamental inalterada.

Do ponto de vista econômico, esse método se mostra vantajoso para as companhias de transmissão de energia elétrica, uma vez que com a redução da amplitude das tensões de fase é possível transmitir o mesmo nível de potência utilizando torres de transmissão com altura reduzida

ou até mesmo elevar o valor da potência transmitida pelas estruturas existentes. O método em questão também leva a um melhor aproveitamento da capacidade de isolamento das torres de transmissão, uma vez que os isoladores serão utilizados continuamente, em detrimento das tradicionais linhas de corrente alternada que exploram a capacidade de isolamento das estruturas somente durante a tensão de pico (MOLBURG; KAVICKY; PICEL, 2007).

Neste trabalho, o método de injeção de terceira harmônica será estudado e analisado do ponto de vista transitório e em regime permanente através de um modelo de linha de transmissão a parâmetros distribuídos.

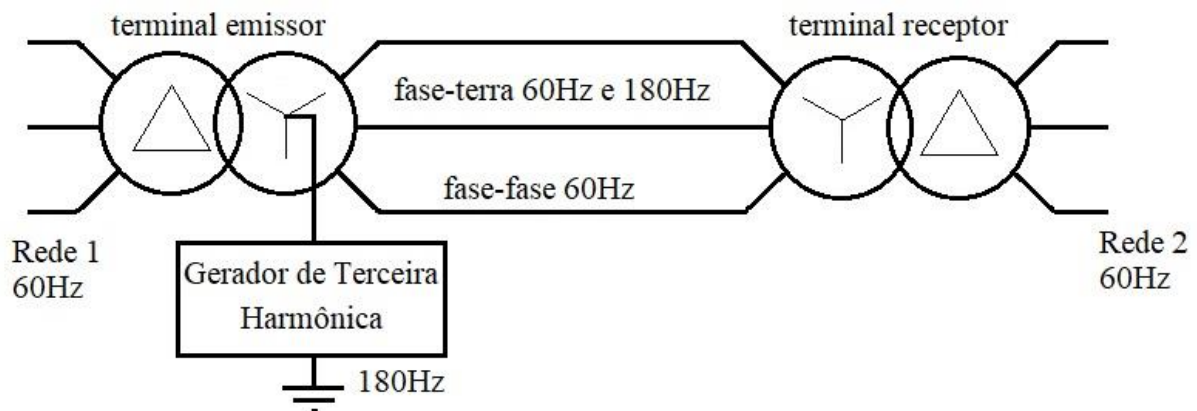
3 RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO POR MEIO DE INJEÇÃO DE COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA

Neste capítulo é apresentada a técnica de recapacitação por injeção de uma componente de terceira harmônica nas tensões de fase de um sistema trifásico. A adição dessa componente tem como objetivo minimizar o pico das tensões de fase, o que permitiria a transmissão de maiores potências por uma linha de transmissão sem que haja a necessidade de alterações em sua estrutura física. O estudo toma como base o artigo de Alaei e Khajehoddin (2017), que propuseram esse método de recapacitação com base na técnica do uso de distorção harmônica para elevar a tensão de saída de inversores PWM (HOULDSWORTH; GRANT, 1984). Ao longo do capítulo serão apresentadas análises matemáticas e gráficos para ilustrar o comportamento esperado para as tensões de fase de um sistema trifásico com injeção de tensão de terceira harmônica (TTH).

3.1 DESCRIÇÃO QUALITATIVA DO MÉTODO DE RECAPACITAÇÃO

O método em questão consiste na injeção de uma TTH no centro-estrela do transformador da geração, no enrolamento secundário. Nesse método, pressupõe-se que o gerador está conectado à linha através de um transformador Δ -Y, e que a linha está conectada ao sistema de distribuição ou subtransmissão através de um transformador Y- Δ , como mostrado na Figura 8 (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017).

Figura 8 - Injeção de componente de terceira harmônica no centro-estrela do transformador no terminal emissor.



Fonte: próprio autor.

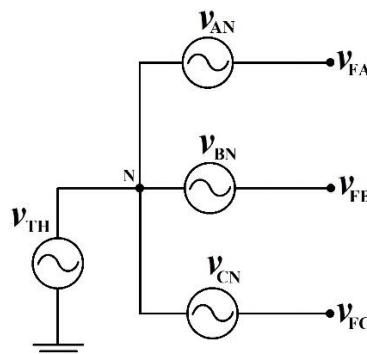
Na Figura 8, o gerador de terceira harmônica pode ser uma máquina síncrona ou um inversor de frequência (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017).

Na técnica apresentada, cada uma das tensões de fase do gerador trifásico é somada com a TTH injetada, resultando em formas de onda de tensão de fase com amplitudes reduzidas. Com isso, é possível elevar a amplitude das tensões de fase do gerador principal sem que a tensão resultante ultrapasse o valor limite de pico suportado pela linha, que é limitado pela distância condutor-solo normatizada pela NBR 5422/1985 (ABNT, 1985) para o nível da tensão de transmissão da estrutura. Além disso, devido aos enrolamentos em delta dos transformadores, as componentes de terceira harmônica estarão presentes somente no trecho sob recapacitação, pois serão filtradas nas tensões de linha utilizadas nas redes adjacentes, como será demonstrado matematicamente adiante. Ademais, a TTH em questão não contribui para a transmissão de potência, pois trata-se de uma componente de sequência zero aplicada em cada fase do sistema com terminal receptor na configuração centro-estrela isolado (OLIVEIRA *et al.*, 2000).

3.2 INFLUÊNCIA DA COMPONENTE DE TERCEIRA HARMÔNICA NAS TENSÕES DE FASE

Para analisar a influência que a TTH exerce nas tensões de fase, considera-se um gerador trifásico simétrico na configuração estrela com tensões de fase de sequência positiva: v_{AN} , v_{BN} e v_{CN} . Essas tensões representam as componentes fundamentais. No centro-estrela desse gerador é conectado um gerador monofásico v_{TH} cuja frequência equivale ao triplo do valor da frequência das componentes fundamentais. O gerador monofásico representa a componente de terceira harmônica. A combinação de componentes fundamentais e de terceira harmônica resulta nas tensões de fase: v_{FA} , v_{FB} e v_{FC} . A representação gráfica dos geradores mencionados é feita na Figura 9.

Figura 9 – Gerador trifásico simétrico de sequência positiva com fonte de TTH aplicada no centro-estrela.



Fonte: próprio autor.

As expressões das tensões mostradas na Figura 9 são dadas por (OLIVEIRA *et al.*, 2000):

$$v_{AN} = V \sen(\omega t) \quad (1)$$

$$v_{BN} = V \sen(\omega t - 2\pi/3) \quad (2)$$

$$v_{CN} = V \sen(\omega t + 2\pi/3) \quad (3)$$

$$v_{TH} = V_{TH} \sen(3\omega t) \quad (4)$$

Onde: V e V_{TH} são as amplitudes das componentes fundamentais e da terceira harmônica respectivamente. As variáveis ω e t são, respectivamente, a frequência angular e o tempo. Com base nas equações (1) a (4), calcula-se as tensões de fase resultantes da soma de cada componente fundamental com a TTH dada pela Equação (4). O resultado é mostrado a seguir:

$$v_{FA} = v_{AN} + v_{TH} \quad (5)$$

$$v_{FB} = v_{BN} + v_{TH} \quad (6)$$

$$v_{FC} = v_{CN} + v_{TH} \quad (7)$$

Substituindo as equações (1) a (4) nas tensões correspondentes das equações (5) a (7), tem-se as tensões de fase resultantes:

$$v_{FA} = V \sen(\omega t) + V_{TH} \sen(3\omega t) \quad (8)$$

$$v_{FB} = V \sen(\omega t - 2\pi/3) + V_{TH} \sen(3\omega t) \quad (9)$$

$$v_{FC} = V \sen(\omega t + 2\pi/3) + V_{TH} \sen(3\omega t) \quad (10)$$

A partir das equações (8) a (10), pode-se então demonstrar o cancelamento da componente de terceira harmônica no cálculo das tensões de linha.

As tensões de linha são dadas por:

$$v_{AB} = v_{FA} - v_{FB} \quad (11)$$

$$v_{BC} = v_{FB} - v_{FC} \quad (12)$$

$$v_{CA} = v_{FC} - v_{FA} \quad (13)$$

Substituindo as equações (8) a (10) nas equações (11) a (13) respectivamente, é possível verificar o cancelamento algébrico das TTH, que resulta em:

$$v_{AB} = v_{AN} - v_{BN} \quad (14)$$

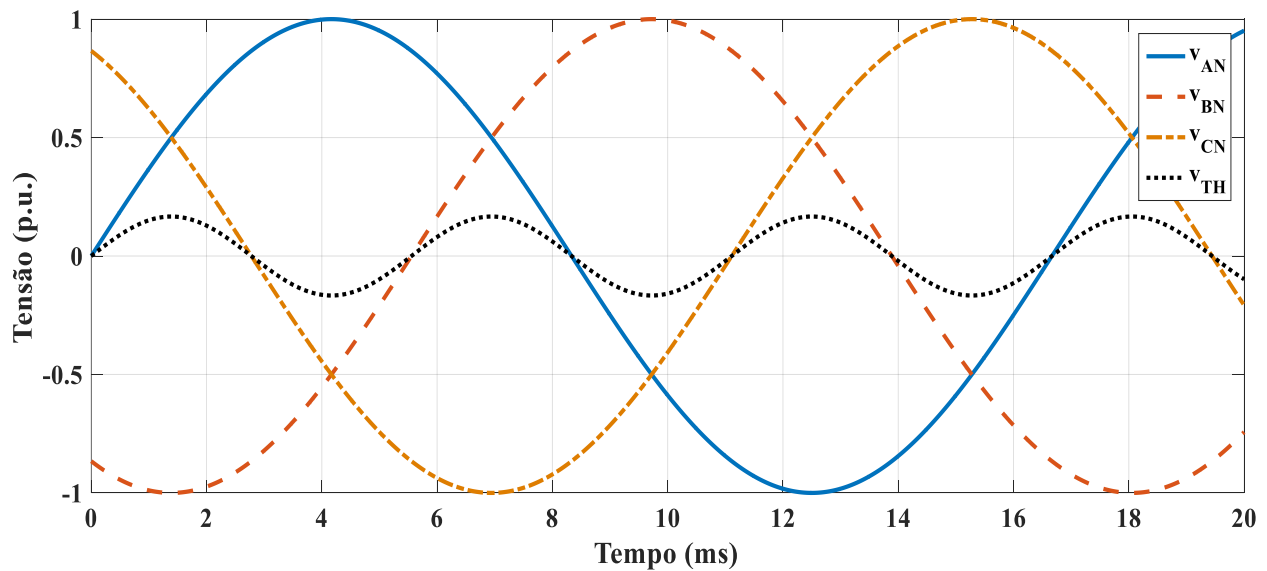
$$v_{BC} = v_{BN} - v_{CN} \quad (15)$$

$$v_{CA} = v_{CN} - v_{AN} \quad (16)$$

Com base nessa demonstração, conclui-se que a componente de sequência zero não afeta as tensões de linha do sistema, manifestando-se somente nas tensões de fase.

Como ilustração, a Figura 10 apresenta as formas de onda das componentes fundamentais e de terceira harmônica, dadas pelas equações (1) a (4). Neste caso, os valores de pico de ambas as componentes são, respectivamente, 1 p.u. e 1/6 p.u. O valor de V_{TH} deve ser de um sexto de V para que haja a maior redução no pico das tensões de fase (HOULDSWORTH; GRANT, 1984). As frequências das componentes fundamentais e da TTH são, respectivamente, 60 Hz e 180 Hz.

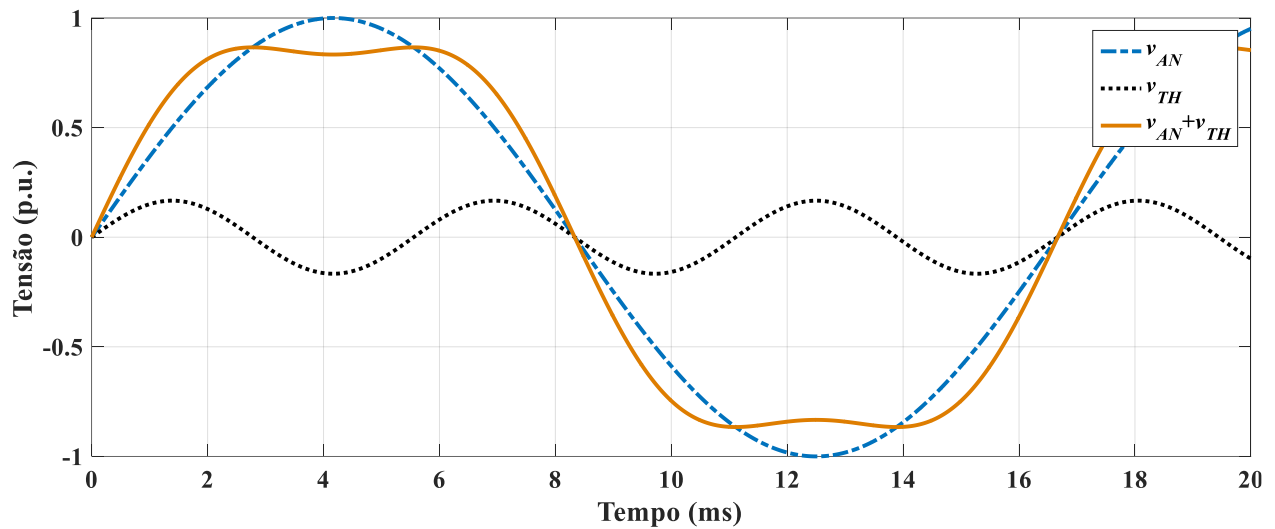
Figura 10 – Componentes fundamentais e TTH.



Fonte: próprio autor.

A Figura 11 apresenta a soma da tensão de fase fundamental v_{AN} de 60 Hz com a tensão v_{TH} de 180 Hz, dada pela Equação (8). As amplitudes das componentes fundamental e de terceira harmônica são de 1 p.u. e 1/6 p.u. respectivamente. A figura também apresenta ambas componentes separadamente para melhor ilustrar o fenômeno de redução no pico da tensão de fase.

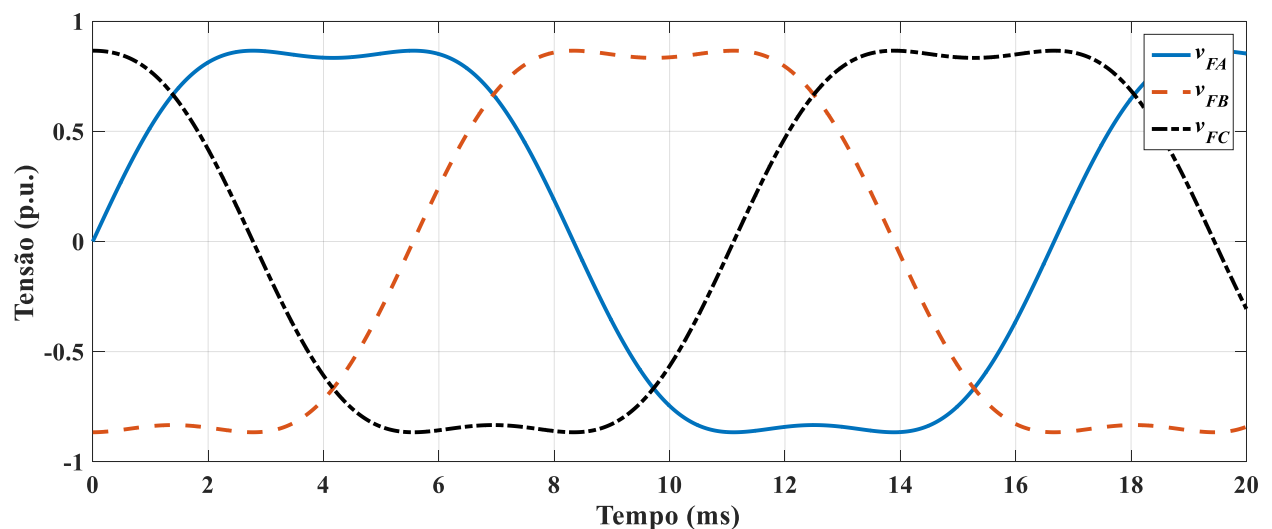
Figura 11 – Tensão de fase v_{AN} de 1 p.u. somada com TTH v_{TH} de amplitude 1/6 p.u.



Fonte: próprio autor.

Ao analisar a Figura 11, nota-se que ocorre uma redução no pico de tensão da fase A devido à distorção causada pela TTH. O mesmo efeito de redução também ocorre nas demais fases quando se utiliza a componente de terceira harmônica. A Figura 12 ilustra esse fato.

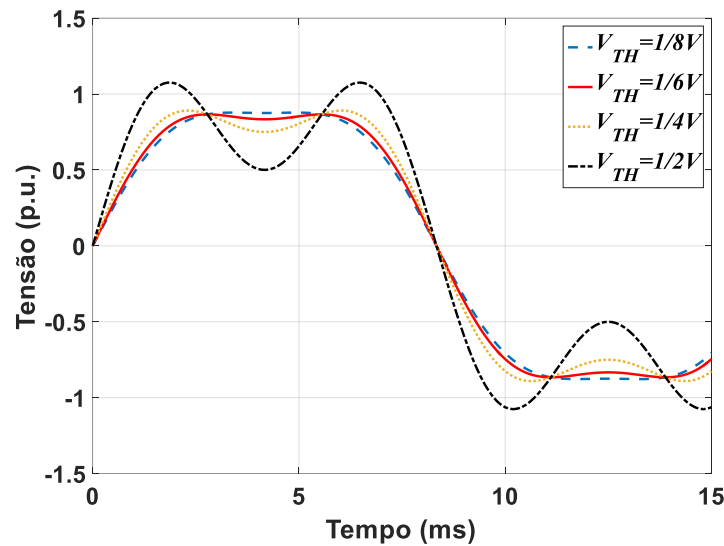
Figura 12 – Tensões de fase resultantes da injeção de TTH.



Fonte: próprio autor.

Foi também verificado que o valor do pico da tensão de fase varia conforme se altera a amplitude da TTH. A Figura 13 mostra o comportamento do pico da tensão de fase resultante quando se utiliza TTH com diferentes amplitudes V_{TH} , todas elas múltiplas da amplitude das componentes fundamentais V cujo valor adotado foi de 1 p.u.

Figura 13 – Tensão de fase com TTH de diferentes amplitudes.



Fonte: próprio autor.

Através da análise da Figura 13 verifica-se, a partir de certo valor, que quanto maior for a amplitude da componente de terceira harmônica utilizada, maior será a amplitude da forma de onda resultante. Entretanto, se o valor de amplitude da TTH for muito pequeno, a tensão de fase resultante pode não sofrer a redução esperada no valor de pico. Existe portanto um valor ótimo para esse parâmetro, que pode ser encontrado analiticamente como feito em (HOULDSWORTH; GRANT, 1984). Para tanto, considera-se a expressão da tensão de fase dada pela Equação (8), deriva-se então a dada expressão em relação a ωt e a iguala a zero para a obtenção dos pontos críticos:

$$\cos(\omega t) + 3V_{TH}\cos(3\omega t) = 0 \quad (17)$$

Utilizando a identidade trigonométrica:

$$\cos(3\omega t) = 4\cos^3(\omega t) - 3\cos(\omega t) \quad (18)$$

Faz-se a substituição de (18) em (17) para que se obtenha:

$$12V_{TH}\cos^3(\omega t) + \cos(\omega t)(1 - 9V_{TH}) = 0 \quad (19)$$

As raízes da Equação (19) podem ser encontradas analiticamente, sendo dadas por:

$$\cos(\omega t) = 0 \quad (20)$$

$$\cos(\omega t) = \sqrt{\frac{9V_{TH} - 1}{12V_{TH}}} \quad (21)$$

Fazendo uso da relação trigonométrica:

$$\sin(\omega t) = \sqrt{1 - \cos^2(\omega t)} \quad (22)$$

A partir de (20), tem-se:

$$\sin(\omega t) = 1 \quad (23)$$

Analogamente, a partir de (21), tem-se:

$$\sin(\omega t) = \sqrt{\frac{3V_{TH} + 1}{12V_{TH}}} \quad (24)$$

Obtidos os pontos críticos, dados pelas equações (23) e (24), utiliza-se então a identidade trigonométrica:

$$\sin(3\omega t) = 3\sin(\omega t) - 4\sin^3(\omega t) \quad (25)$$

Logo, substituindo (25) na Equação (8), pode-se reescrever a equação da tensão de fase A como sendo:

$$v_{FA} = -4V_{TH}\sin^3(\omega t) + \sin(\omega t)(1 + 3V_{TH}) \quad (26)$$

Substituindo as Equações (23) e (24) na Equação (26), obtém-se as seguintes expressões para o pico da tensão de fase A:

$$v_{FAp} = 1 - V_{TH} \quad (27)$$

$$v_{FAp} = 8V_{TH} \left(\frac{3V_{TH} + 1}{12V_{TH}} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (28)$$

Para encontrar o valor que minimiza v_{FAp} , deriva-se a expressão (28) com relação à variável V_{TH} e a iguala a zero, desse modo, obtém-se:

$$\left(\frac{3V_{TH} + 1}{12V_{TH}} \right)^{\frac{3}{2}} \left(2 - \frac{1}{3V_{TH}} \right) = 0 \quad (29)$$

As soluções para a Equação (29) são:

$$\begin{aligned} V_{TH} &= -\frac{1}{3} \\ V_{TH} &= \frac{1}{6} \end{aligned} \quad (30)$$

De acordo com a Equação (27), valores negativos resultam em valores de pico acima de 1 p.u., portanto serão desconsiderados. Conclui-se então que o valor ótimo para a amplitude da TTH é de 1/6 p.u. A expressão para a tensão de fase A torna-se então:

$$v_{FA} = \text{sen}(\omega t) + \frac{1}{6} \text{sen}(3\omega t) \quad (31)$$

Tomando o valor de 1/6 p.u. encontrado, tem-se a solução para (20) como sendo $\omega t = \pi/2$, que independe do valor de V_{TH} . Os demais pontos críticos são dados pela solução da Equação (21) sendo:

$$\omega t = n \frac{\pi}{2} \quad (32)$$

Com $n \in \mathbb{Z}$

Substituindo (32) em (31), tomando $n=1$, encontra-se o valor de pico para v_{FA} de 0,867 p.u., o que representa uma redução de 13,3% em relação ao valor do pico de tensão das componentes fundamentais de 1 p.u.

A partir do resultado obtido para o novo valor de pico da tensão de fase, pode-se então calcular um valor α que faz com que a tensão de fase resultante tenha valor de pico igual a 1 p.u. Aplicando o fator α na Equação (31), tem-se:

$$1 = \alpha \left(\text{sen}(\omega t) + \frac{1}{6} \text{sen}(3\omega t) \right) \quad (33)$$

Sabendo-se que o valor de pico da tensão de fase com $V_{TH}=1/6$ p.u. é de 0,867 p.u., então:

$$1 = \alpha 0,867 \quad (34)$$

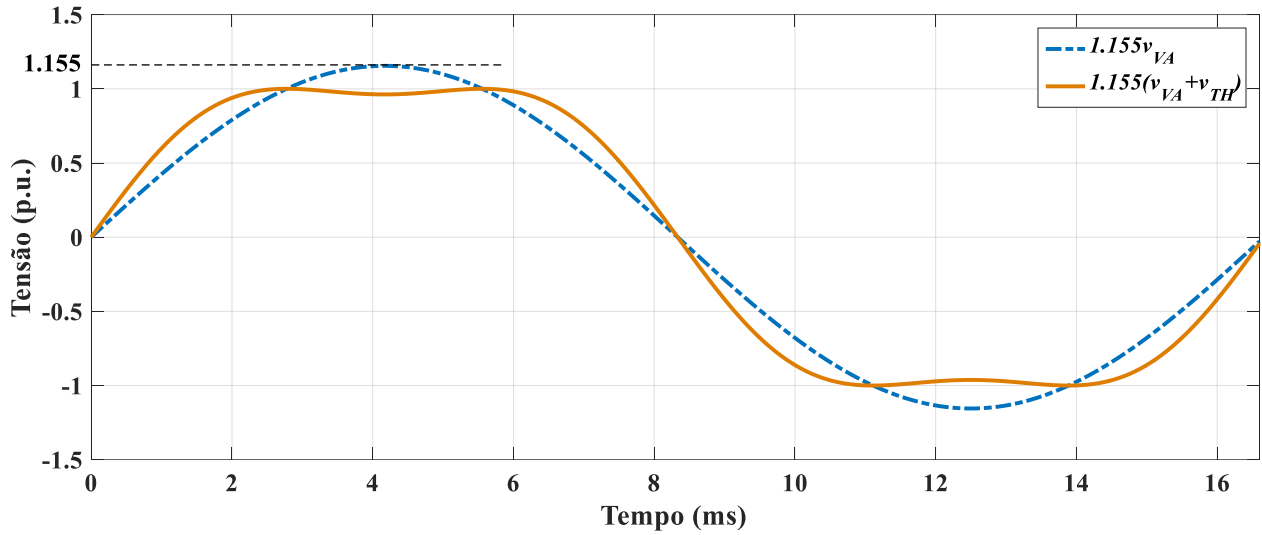
Portanto:

$$\alpha = 1,155 \quad (35)$$

Esse resultado mostra que com o uso de uma TTH de amplitude 1/6 p.u., é possível elevar a amplitude das tensões de fase fundamentais em até 15,5% sem que o limite para a tensão de fase de 1 p.u. da linha de transmissão seja violado. A Figura 14 mostra as formas de onda da tensão de fase fundamental v_{AN} com amplitude acrescida em 15,5% e a tensão de fase resultante v_{FA} com valor de pico em 1 p.u.

Nota-se, na Figura 14, que a forma de onda da tensão de fase fundamental v_{AN} atinge o valor de pico de 1,15 p.u. enquanto que o valor de pico da tensão de fase resultante não ultrapassa o valor limite de 1 p.u. O caso representado pela Figura 14 remete ao comportamento ideal de uma linha de transmissão recapitada quando se explora sua capacidade máxima de tensão de fase.

Figura 14 – Tensão de fase resultante limite com TTH de amplitude 1/6 p.u.



Fonte: próprio autor.

3.3 INFLUÊNCIA DO DEFASAMENTO ANGULAR ENTRE COMPONENTES FUNDAMENTAIS E TTH NA TENSÃO DE FASE RESULTANTE

A simetria das formas de onda das tensões de fase resultantes se deve ao ajuste adequado da diferença de fase entre cada componente fundamental e a componente de terceira harmônica. Como é possível observar nas Figuras 10 e 11, o pico de cada componente fundamental deve coincidir com o vale da forma de onda da terceira harmônica para que o resultado seja como apresentado pela Figura 12. Para analisar a influência que um defasamento entre as componentes pode causar na tensão de fase resultante, considera-se as equações (1) e (4) com fases Φ_1 e Φ_2 respectivamente, resultando nas equações:

$$v_{AN} = V \text{sen}(\omega t + \Phi_1) \quad (36)$$

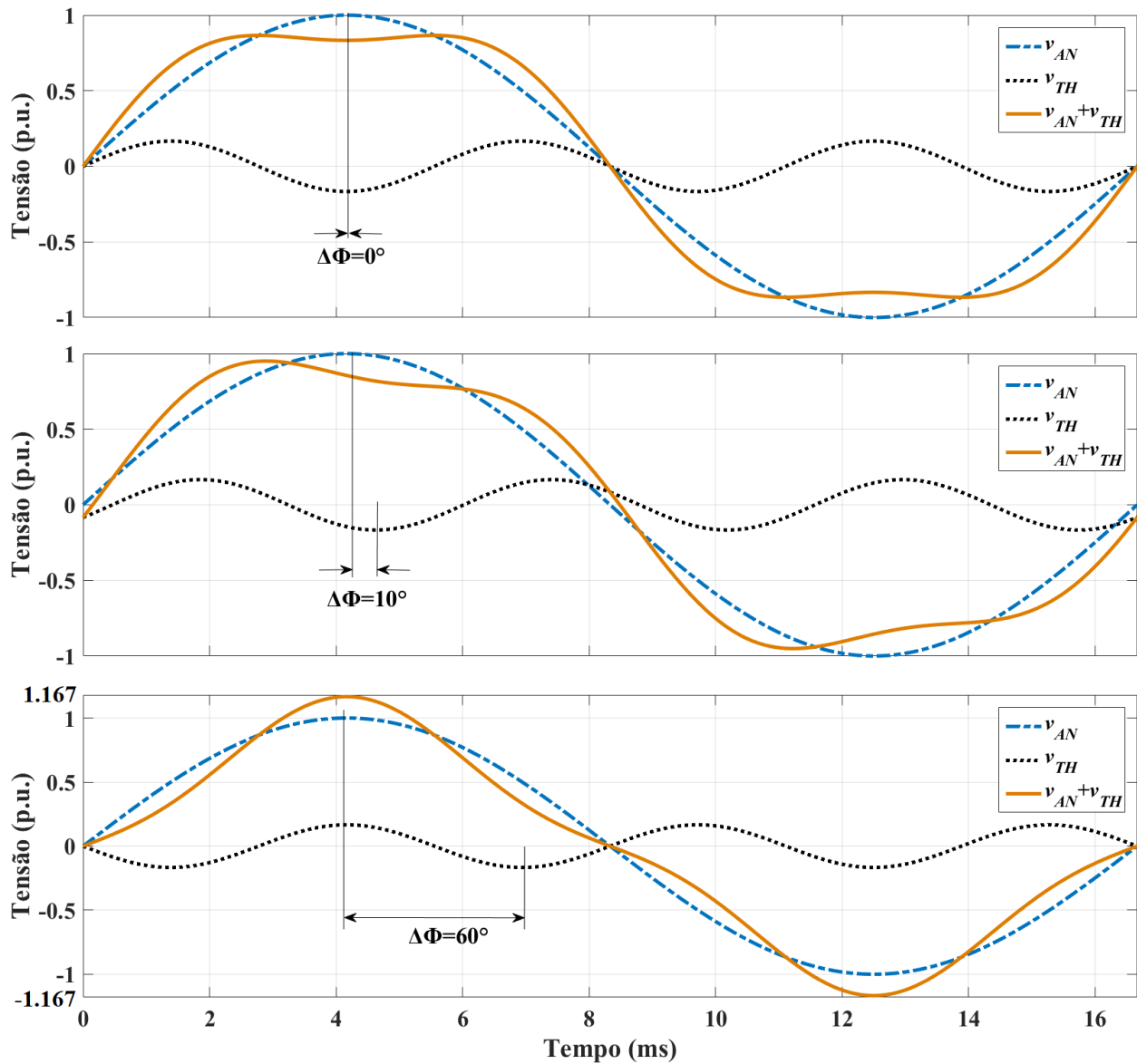
$$v_{TH} = V_{TH} \text{sen}(3\omega t + \Phi_2) \quad (37)$$

Seja $\Delta\Phi$ o defasamento angular entre ambas as componentes dadas pelas equações (36) e (37), sendo que:

$$\Delta\Phi = \Phi_2 - \Phi_1 \quad (38)$$

A Figura 15 mostra as diferentes formas de onda resultantes em três casos distintos de defasamento angular entre as componentes v_{AN} e v_{TH} .

Figura 15 – Efeito do defasamento angular entre as componentes v_{AN} e v_{TH} . (a) Sem defasamento, (b) defasamento de 10° , (c) defasamento de 60° .



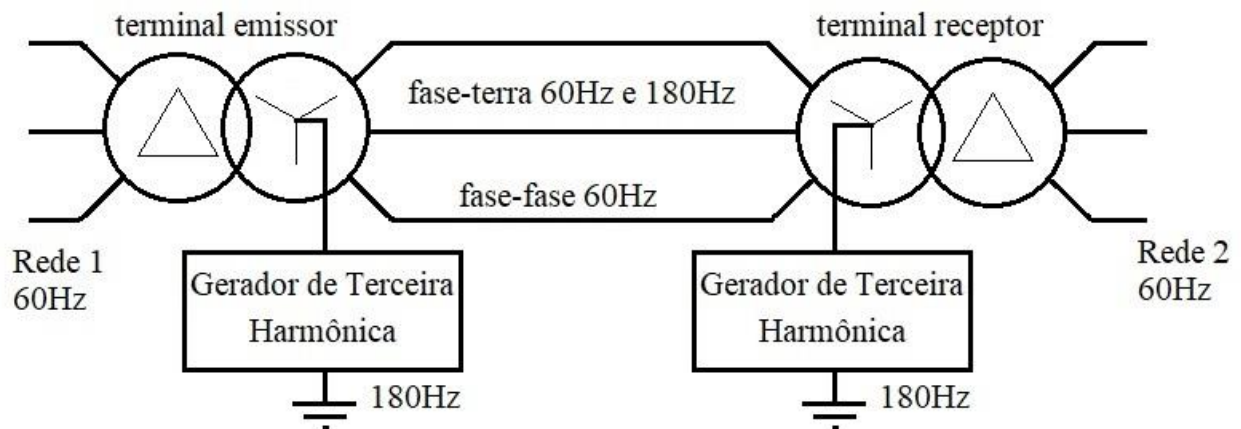
Fonte: próprio autor.

Nota-se, pela análise da Figura 15, que um defasamento de 10° entre as componentes de tensão resulta em uma tensão de fase com valor de pico superior aos 0,867 p.u. esperados teoricamente. Um defasamento mais acentuado pode até mesmo causar um valor de pico superior a 1 p.u. O pior caso ocorre no defasamento de 60 graus, como apresentado pelo item (c) da Figura

15, levando a tensão de pico para um valor equivalente à soma das amplitudes de ambas as componentes.

Em linhas de transmissão, o defasamento angular entre componentes de frequências distintas ocorre devido à diferença de velocidades de propagação entre elas, fenômeno chamado de dispersão de sinal (SHENKMAN, 2012). Esse fenômeno se torna mais pronunciado em linhas mais longas que 100 km, casos em que o defasamento angular entre as componentes pode causar sobretensões à medida em que as ondas com diferentes frequências se distanciam do gerador. Por conta desse fenômeno, o método de injeção de TTH no terminal emissor da linha, mostrado na Figura 8, se mostra efetivo apenas em linhas curtas. Segundo Alaei e Khajehoddin (2017), linhas de até cerca de 180 km, podem ser recapacitadas utilizando a injeção de TTH no terminal emissor, como mostrado na Figura 8. Em linhas mais longas, no entanto, para contornar o problema de dispersão de sinal, os autores apresentam um modelo em que uma TTH é também injetada no centro estrela do transformador receptor, como mostra a Figura 16. Esse método alternativo será chamado de “dupla injeção de TTH” ao longo deste trabalho.

Figura 16 – Injeção de componente de terceira harmônica no centro estrela de ambos os transformadores da linha de transmissão.



Fonte: próprio autor.

Com a dupla injeção de terceira harmônica, apresentada pela Figura 16, ambos os geradores de TTH contribuem na transmissão de potência ativa, pois o terminal receptor não mais estará na configuração centro-estrela isolado. No entanto, esse valor é considerado muito baixo para que possa afetar o desempenho do sistema, podendo atingir até cerca de 0,4% do valor da potência ativa que é transferida pelo gerador principal (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017).

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo apresentou o método de recapacitação estudado neste trabalho, que consiste na inserção de uma componente de tensão de terceira harmônica (TTH) em um sistema trifásico para reduzir o valor de pico das tensões de fase. Inicialmente, foi demonstrado matematicamente que a redução das tensões de fase é feita de modo que as tensões de linha não sejam alteradas. Além disso, a técnica permite aumentar as tensões de linha sem ultrapassar os valores nominais das tensões de fase em um sistema existente, provando então que a injeção de TTH pode ser utilizada como um método de recapacitação. O capítulo também demonstrou matematicamente que a utilização do valor de amplitude para as TTH de $1/6$ p.u. faz com que o pico da tensão de fase seja reduzido em 13,3%, que é a maior redução possível de se obter através da distorção harmônica. Com essa redução, foi demonstrado que é possível elevar a amplitude das tensões de fase fundamentais em até 15,5% sem que haja extrapolação do limite de 1 p.u. da linha de transmissão.

No capítulo também foi apresentado o problema da dispersão de sinal, que tornaria inviável a injeção de TTH em linhas mais longas que cerca de 180 km. Para solucionar esse problema, os autores apresentam o método de injeção de terceira harmônica em ambos os terminais da linha. Como mencionado anteriormente, a componente de terceira harmônica injetada somente no terminal emissor não interfere no desempenho do sistema, haja vista que componentes de sequência zero não transmitem corrente elétrica em um sistema com terminal receptor na configuração centro-estrela isolado. Quando se utilizam dois geradores de terceira harmônica, como no método alternativo para linhas longas, os geradores de TTH contribuem com a transmissão de potência ativa, mas com valor de até cerca de 0,4% da potência ativa fornecida pelo gerador principal, não afetando portanto o desempenho do sistema recapacitado.

No Capítulo 4 são mostrados os resultados das simulações de linhas de transmissão com injeção de TTH feitas através de um modelo de linhas de transmissão a parâmetros distribuídos, que permite analisar o comportamento das tensões do sistema recapacitado ao longo de sua extensão.

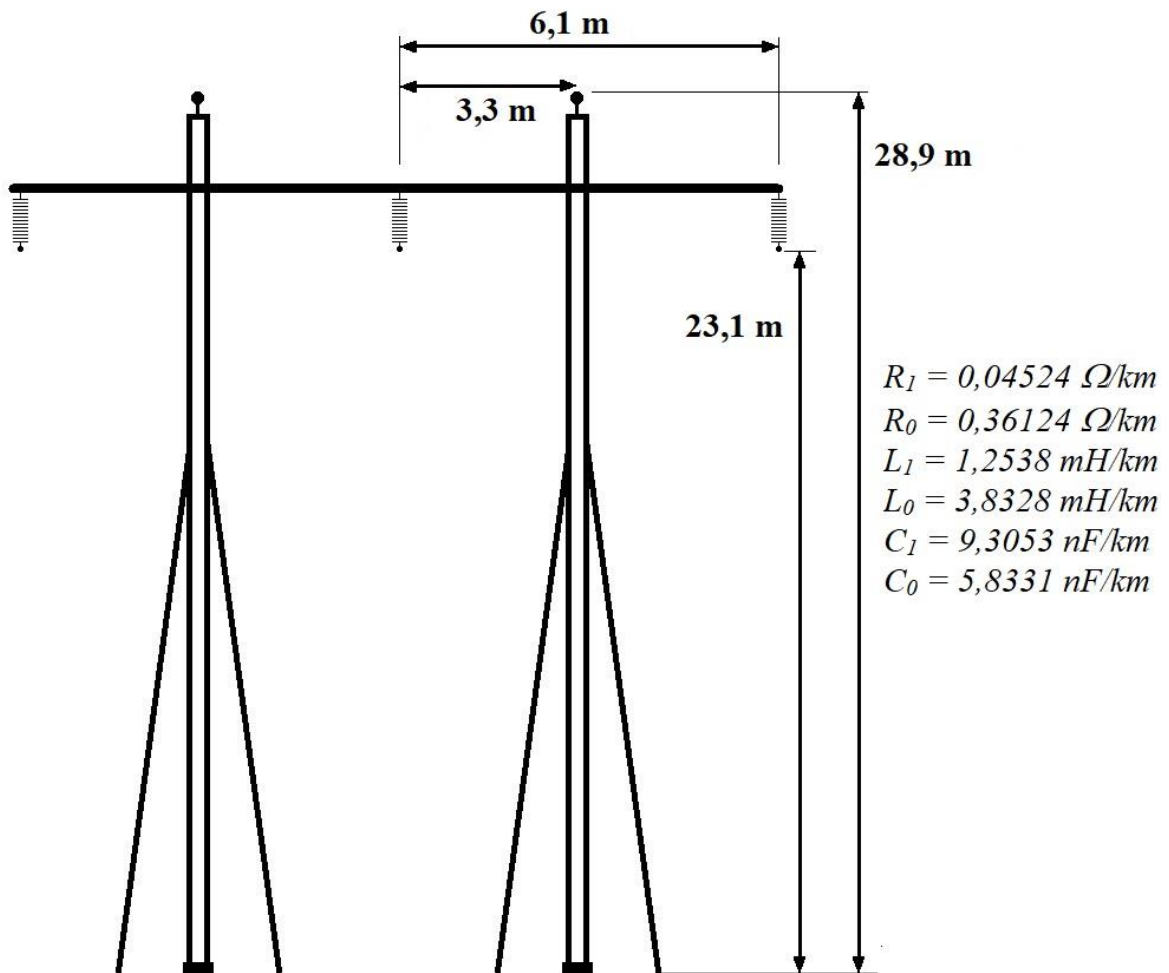
4 DESEMPENHO DO MÉTODO DE RECAPACITAÇÃO BASEADO NA INJEÇÃO DE TTH LEVANDO EM CONSIDERAÇÃO A NATUREZA DISTRIBUÍDA DOS PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

As análises acerca do método de recapacitação por injeção de TTH foram realizadas no Capítulo 3 sem levar em consideração os parâmetros distribuídos de linhas de transmissão (LTs). A desvantagem desse método se dá pelo fato de que o mesmo só possibilita a análise do comportamento ondulatório das tensões e correntes nos terminais da linha, além de não representar com precisão os fenômenos de oscilações transitórias decorrentes de manobras de chaveamento, descargas atmosféricas e faltas. Os estudos apresentados por Alaei e Khajehoddin (2017) foram realizados com o modelo de linha π -Nominal, que se mostra suficiente para estudos sobre fluxo de carga e também sobre o comportamento das tensões e correntes em regime permanente. O modelo, no entanto, possui a mesma limitação de permitir as análises ondulatórias apenas nos terminais da linha. Neste capítulo, serão apresentadas as análises da recapacitação por injeção de TTH através do modelo de Bergeron (DOMMEL, 1969) (vide Apêndice A), que leva em consideração os parâmetros distribuídos de linhas de transmissão. Através do modelo de Bergeron é possível que se realize um estudo sobre o comportamento das tensões em qualquer ponto ao longo da extensão uma LT. Além disso, o modelo representa com maior precisão os distúrbios nas formas de onda causados por manobras de chaveamento. Outra vantagem do modelo de Bergeron utilizado se dá pela facilidade de sua implementação computacional, pois o mesmo realiza cálculos iterativos para a simulação de uma LT. Os resultados dos estudos realizados sobre o método de recapacitação por injeção de TTH através do modelo de Bergeron serão apresentados ao longo deste capítulo.

4.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ANALISADO

A linha de transmissão utilizada ao longo do estudo realizado é do tipo trifásica, de 230 kV e idealmente transposta, projetada para entregar 150 MVA de potência. O modelo de torre utilizado foi do tipo *H-frame*, com geometria e parâmetros de sequência positiva e zero mostrados na Figura 17. A tensão na carga foi estabelecida como 1 p.u., com ângulo de carregamento de $24,2^\circ$, conforme utilizado por Alaei e Khajehoddin (2017).

Figura 17 – Silhueta e parâmetros da linha de transmissão estudada.



Fonte: (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017).

As simulações foram realizadas para diferentes comprimentos de linha com auxílio do software MATLAB/Simulink, a mesma ferramenta utilizada por Alaei e Khajehoddin (2017), os autores do método de recapacitação por injeção de TTH. A Figura 18 mostra um diagrama unifilar do sistema estudado, representando uma linha de transmissão de comprimento d com TTH injetada em ambos os terminais. Na Figura 18, a tensão $V(x)$ representa uma tensão fase-terra, medida em um ponto genérico x da linha. Sendo $x=0$ e $x=d$ os terminais emissor e receptor respectivamente. Os transformadores representados na figura foram utilizados da biblioteca do Simulink, seus parâmetros são dados por:

$$R_p = 0.4232;$$

$$L_p = 0.044903;$$

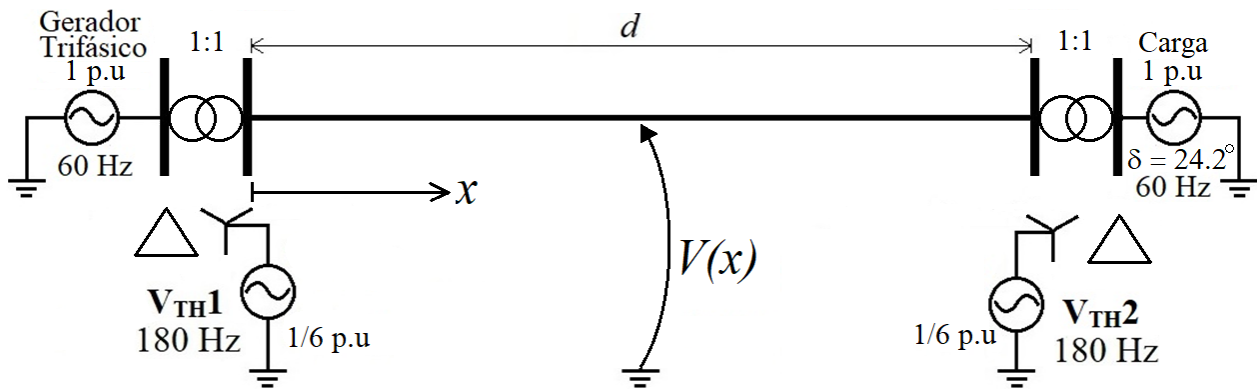
$$X_m = 9.9472;$$

$$R_m=3750;$$

$$R_s=0.4232.$$

Sendo R_p e R_s , as resistências e indutâncias dos enrolamentos primário e secundário respectivamente; L_p e L_s as indutâncias dos referidos enrolamentos respectivamente. X_m e R_m se referem à indutância e resistência de magnetização respectivamente.

Figura 18 – Diagrama esquemático de uma linha trifásica com dupla injeção de TTH.



Fonte: próprio autor.

O valor de amplitude da tensão de ambos geradores de terceira harmônica representados na Figura 18 equivale a 1/6 p.u., tomado como base o valor de pico das componentes fundamentais no gerador trifásico.

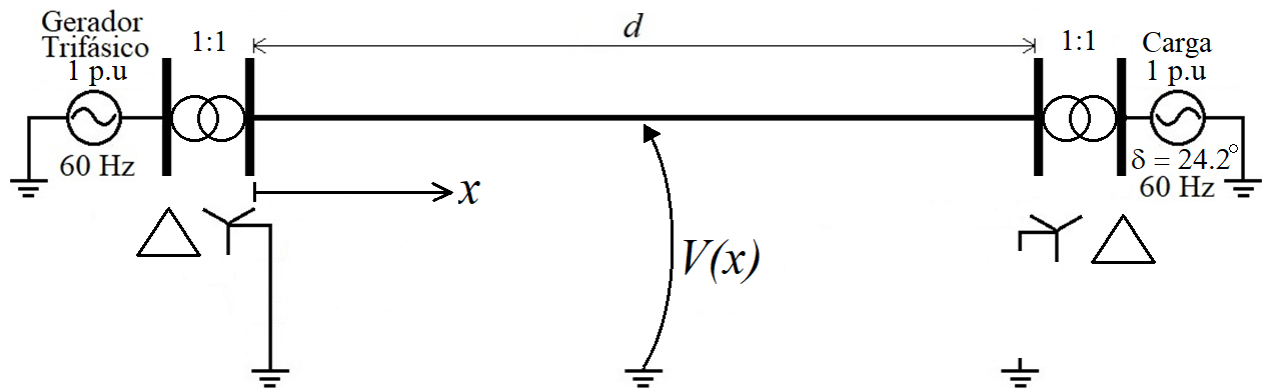
Vale ressaltar que as simulações foram realizadas sem levar em consideração o valor ótimo de 1,15 p.u. para a amplitude das componentes fundamentais apresentado pela Equação (35), logo, o valor de pico esperado para as tensões de fase no sistema com injeção de TTH é de 0,867 p.u.

No artigo de Alaei e Khajehoddin (2017), os autores apresentam um estudo de caso utilizando o método de dupla injeção de TTH com uma linha de transmissão nos moldes daquela apresentada pelas Figuras 17 e 18. Porém, os autores fazem uso da representação de linha através do modelo π -nominal, apresentado no Apêndice A. As limitações de se utilizar o modelo π -nominal consiste na impossibilidade de se estudar as oscilações de regime transitório do sistema, além de tornar impossível o estudo das formas de onda de tensão e corrente ao longo do comprimento da linha de transmissão.

4.2 ANÁLISE DO SISTEMA DURANTE A ENERGIZAÇÃO DA LINHA

Para as análises durante a energização da linha foram utilizadas excitações cossenoidais, por representarem o caso mais crítico de chaveamento no tempo $t=0$. Para fins de comparação, foi utilizada uma linha de transmissão trifásica convencional, isto é, sem a presença de TTH. Na linha em questão, considera-se o transformador do terminal emissor com centro-estrela aterrado e do terminal receptor com centro-estrela isolado, como mostrado na Figura 19.

Figura 19 – Linha de transmissão trifásica convencional.



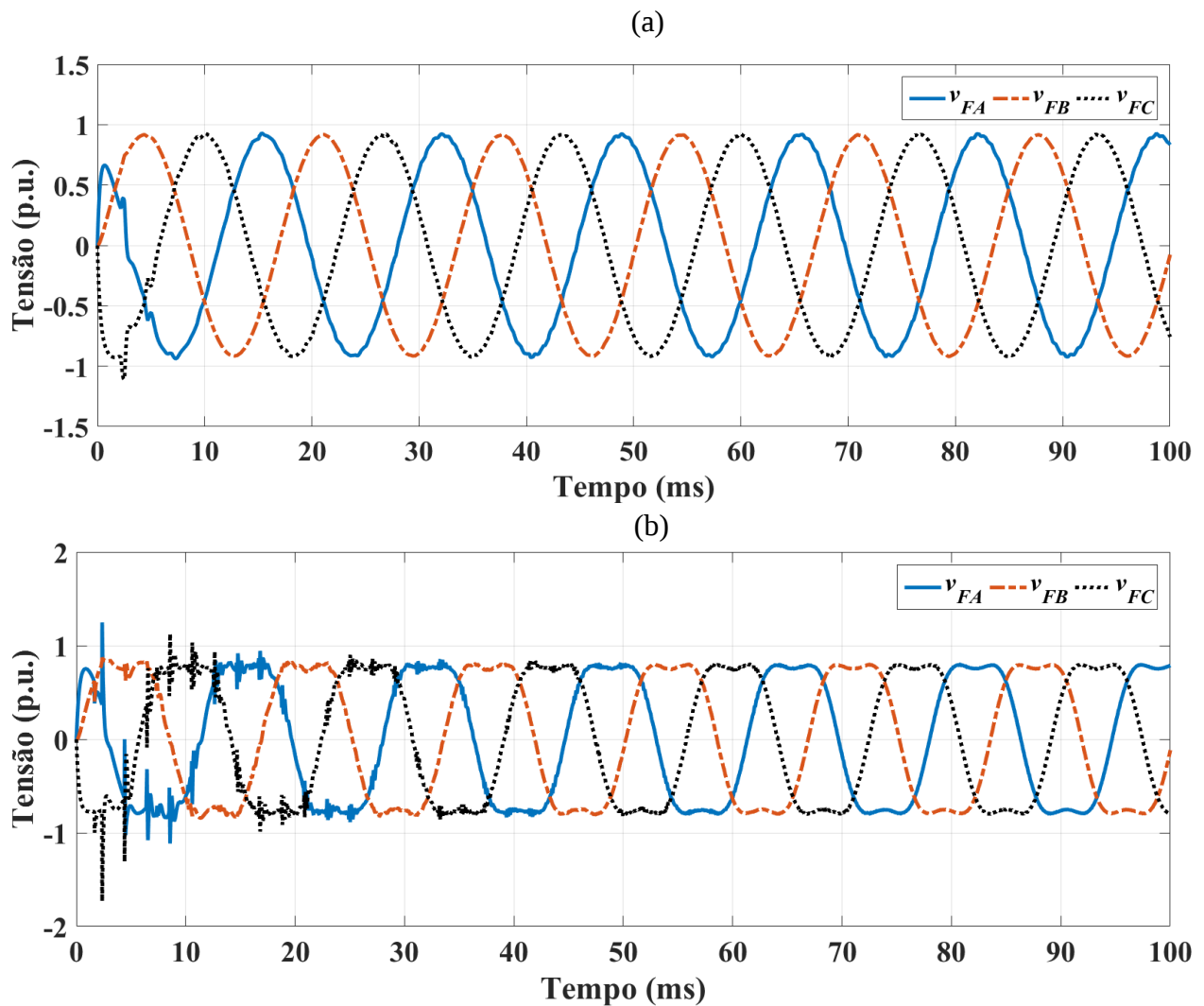
Fonte: próprio autor.

Durante a energização de uma linha de transmissão, ocorrem oscilações e picos de tensão devido ao fenômeno de reflexão de ondas (ZANETTA, 2003; FUCHS, 1977). Na presença de transformadores, no entanto, a linha de transmissão apresenta oscilações e picos de tensão transitórias que podem ser mais acentuadas devido à presença desses componentes elétricos. Na Figura 20, apresenta-se o comportamento transitório e em regime permanente da tensão de fase de uma linha de 300 km operando a plena carga com e sem a injeção de TTH. As tensões de fase foram tomadas em diversos pontos ao longo da linha. Contudo, as formas de onda da Figura 20 foram obtidas no terminal emissor da linha propriamente dita, ponto em que o pico de tensão transitória foi mais crítico.

Na Figura 20a, as oscilações e tempo de amortecimento para as tensões de fase apresentadas são típicas de uma linha convencional que opera a plena carga. Comparando-se ambos os casos apresentados pela Figura 20, nota-se que a linha com injeção de TTH leva mais tempo para entrar em regime permanente em comparação com uma linha convencional. Esse tempo chega a aproximadamente 80 milissegundos na linha com TTH, ao passo que, em uma LT convencional, esse tempo é inferior a 15 milissegundos. Nota-se ainda que os picos de tensão durante a fase

transitória são mais proeminentes devido à componente de terceira harmônica, atingindo valores próximos a 2 p.u. na fase C. Na Figura 21, apresentam-se sobrepostas as tensões na fase C com e sem injeção de TTH.

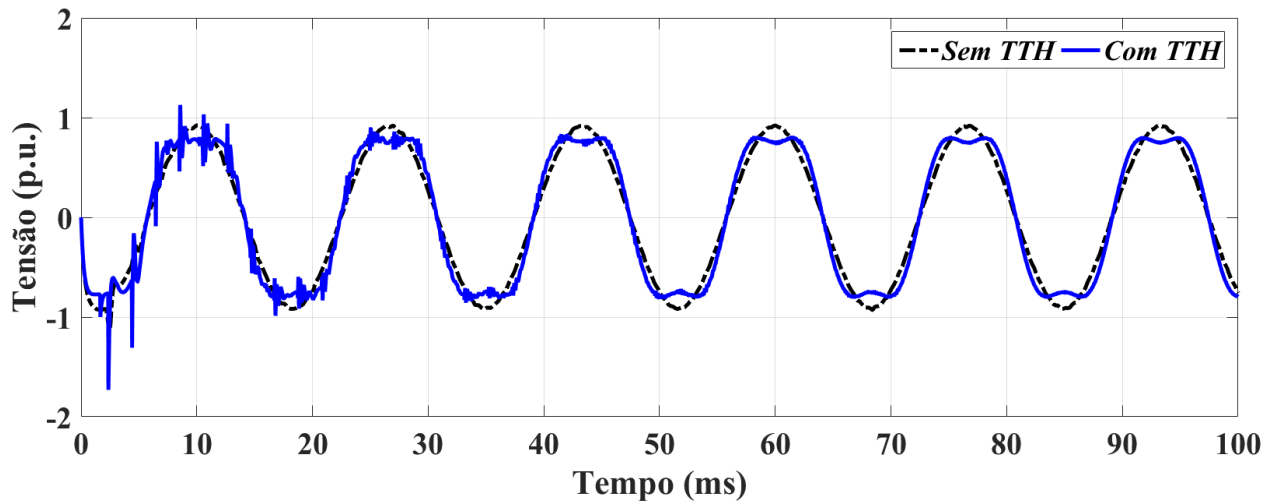
Figura 20 – Tensões de fase no terminal emissor de uma linha de 300 km operando a plena carga durante energização e regime permanente: (a) sem injeção de TTH, (b) com dupla injeção de TTH.



Fonte: próprio autor.

Através do panorama em relação à fase C apresentado pela Figura 21, nota-se com maior facilidade a diferença entre os tempos de amortecimento em ambos os casos. Além disso, através da figura, também é possível notar a redução que a componente de terceira harmônica causa na tensão de fase durante o regime permanente, como será apresentado na Seção 4.3.

Figura 21 – Tensão de fase v_{FC} de uma LT de comprimento 300 km com e sem injeção de TTH.



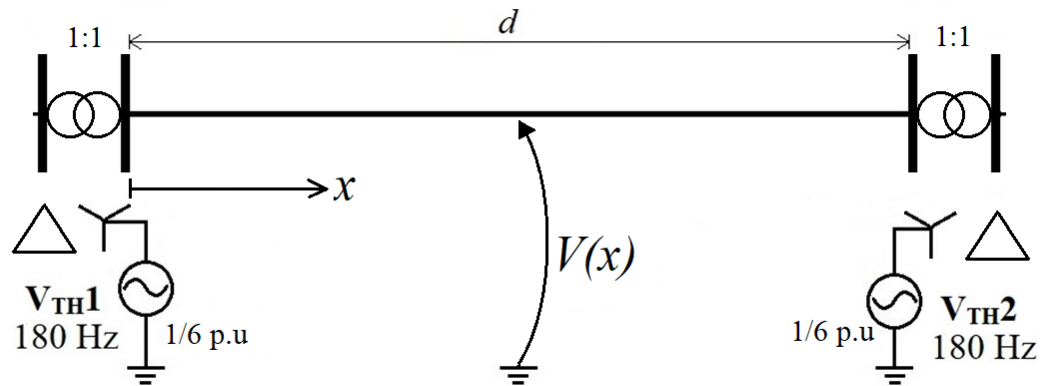
Fonte: próprio autor.

Uma das maneiras de minimizar os valores críticos de sobretensões e tempo de amortecimento se dá por meio de ajustes dos parâmetros dos transformadores, que estão fora do escopo deste trabalho. O objetivo dos resultados apresentados nesta seção consiste em avaliar o impacto que a componente de TTH causa em um sistema de transmissão sob o ponto de vista transitório, para que o mesmo seja levado em consideração nos projetos de recapacitação pelo método estudado.

4.3 ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE

Diversos comprimentos de linha com e sem injeção de terceira harmônica foram simulados utilizando blocos do modelo de Bergeron conectados em cascata (vide Apêndice B), com isso foi possível analisar as formas de onda das tensões de fase ao longo de cada linha estudada. Nessas análises, verificou-se o aspecto e o valor de pico de cada forma de onda em regime permanente. A partir daí foram montados conjuntos de figuras que mostram as formas de onda em ambos os terminais e no ponto médio de cada linha. Também foram traçados perfis de tensão, mostrando o valor de pico das tensões de fase com e sem injeção de TTH ao longo de cada linha estudada. As linhas de transmissão sem a componente de TTH foram simuladas de acordo com o diagrama unifilar da Figura 19, com tensões aferidas em cada fase com relação à terra em vários pontos x ao longo de linhas com diferentes comprimentos d . O comportamento da TTH isolada do gerador principal e da carga também foi analisado ao longo de cada linha, o diagrama tomado como base para essa simulação está representado na Figura 22.

Figura 22 – Esquema para simulação da TTH isolada.



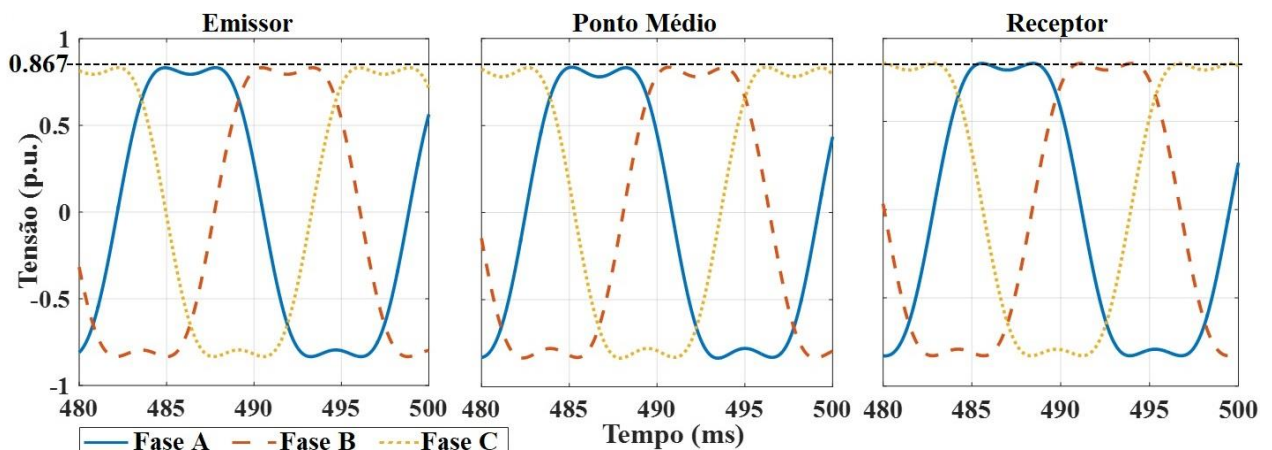
Fonte: próprio autor.

4.3.1 Linha de Transmissão de 100 km

O primeiro caso analisado trata-se da linha de 100 km, que pode ser recapitada por meio da injeção de TTH somente no terminal emissor por se tratar de uma linha curta (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017), no entanto, neste trabalho será apresentado apenas o método de injeção de TTH em ambos os terminais de cada linha, como mostrado na Figura 18.

As tensões na linha de 100 km foram analisadas a cada 25 km. As formas de onda dos terminais e do meio da referida linha estão apresentadas na Figura 23.

Figura 23 – Formas de onda das tensões de fase nos terminais e no ponto médio da linha de 100 km com injeção de TTH.

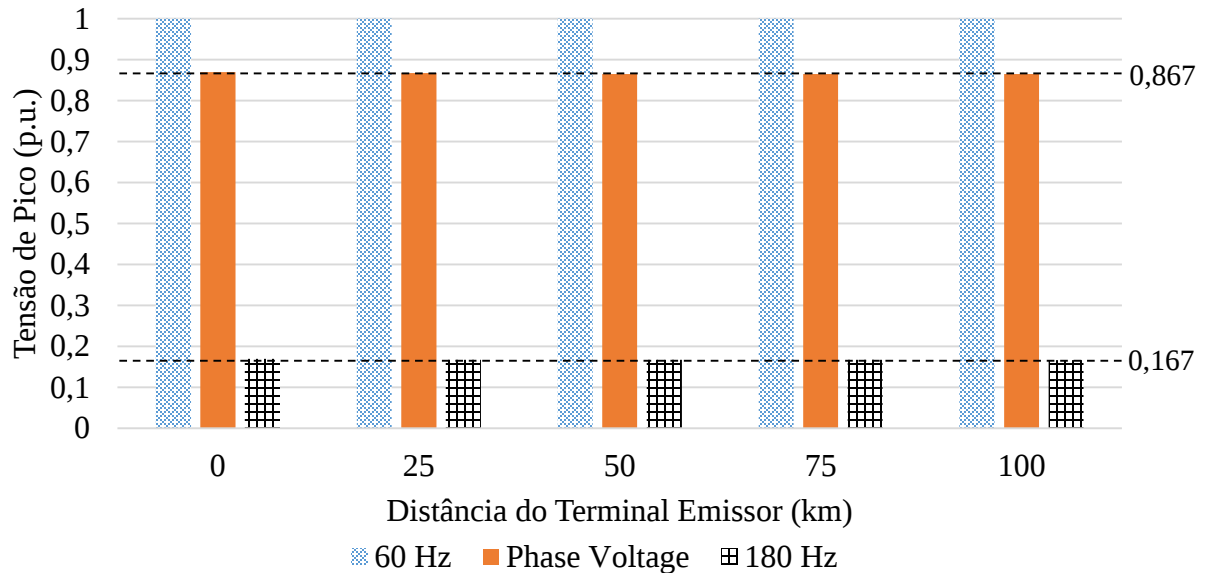


Fonte: próprio autor.

Pela análise da Figura 23 é possível verificar que as formas de onda da tensão de fase com injeção de TTH nos três pontos analisados se apresentam de maneira simétrica, com valor de pico 0,867 p.u., exatamente como prevê o método de recapacitação estudado.

Os perfis de tensão para a linha de 100 km em questão é mostrado pela Figura 24.

Figura 24 – Perfis de tensão da linha de 100 km.



Fonte: próprio autor.

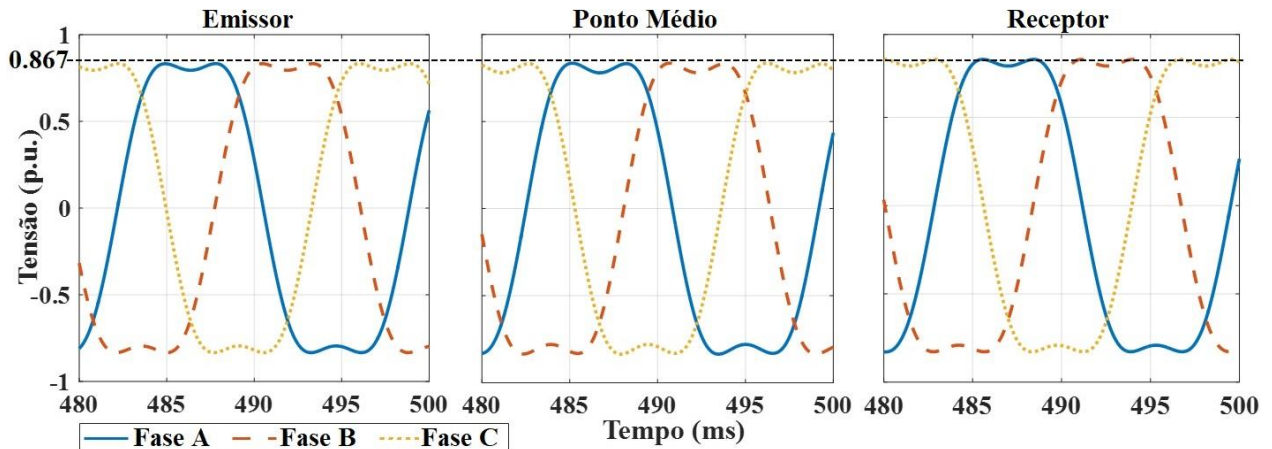
Pela análise da Figura 24 é possível notar que a tensão de pico de uma LT de 100 km convencional, utilizada como base de comparação, se mantém em 1 p.u. ao longo de sua extensão; a tensão de pico de uma LT com injeção de TTH se mantém em 0,867 p.u. em todos os pontos analisados; e a tensão de pico da componente de TTH isolada se mantém na sua faixa nominal de 0,167 p.u. Portanto, os valores de tensão de pico se mantêm nos níveis esperados teoricamente ao longo da linha de 100 km recapitada com injeção de TTH.

4.3.2 Linha de Transmissão de 200 km

O comportamento da linha de 200 km com dupla injeção de TTH é apresentado pelas Figuras 26 e 27.

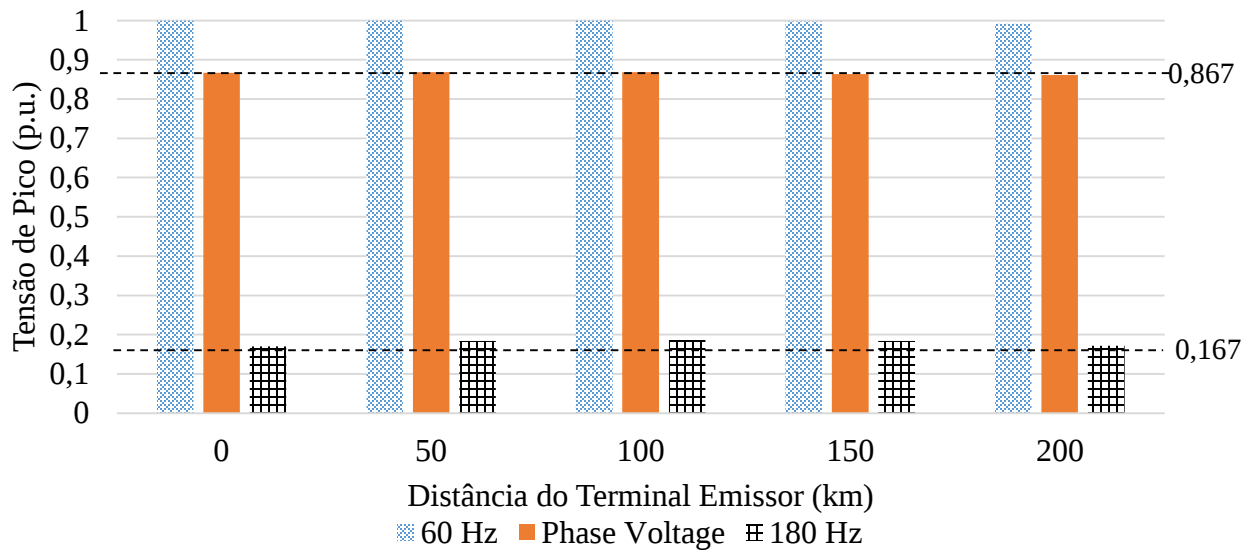
Observa-se na Figura 25 que as formas de onda e os valores de pico se mantêm como esperado pelo método de injeção de TTH nos três pontos mostrados. A Figura 26 mostra os valores de pico das tensões ao longo da linha de 200 km.

Figura 25 – Formas de onda das tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 200 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

Figura 26 – Perfis de tensão da linha de 200 km.



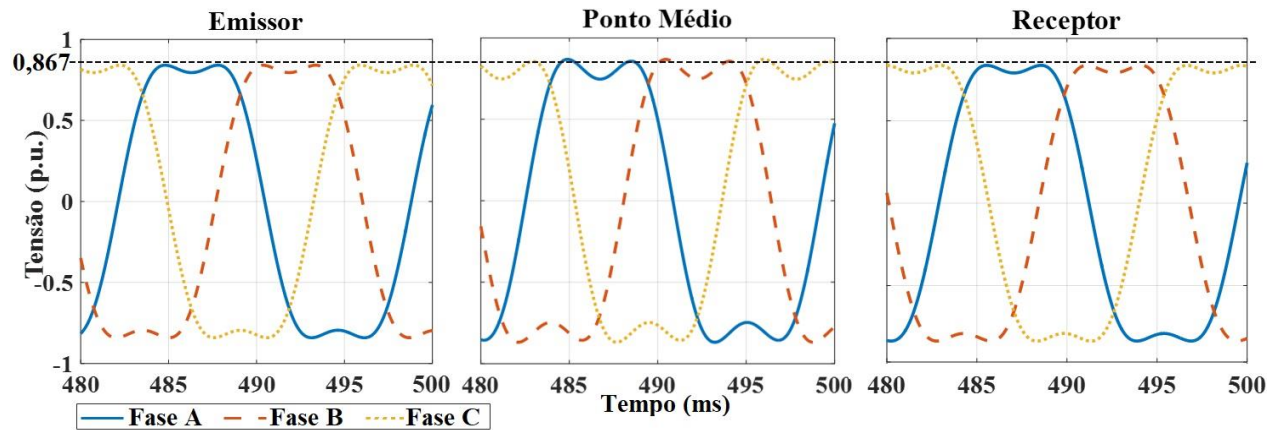
Fonte: próprio autor.

De acordo com a Figura 26, a linha de transmissão de 200 km com injeção de TTH apresenta comportamento ideal na redução da tensão de fase ao longo de toda sua extensão, pois os valor de pico da tensão de fase em questão se mantém em 0,867 p.u. nos pontos estudados. Nota-se também que o valor de pico da TTH sofre pequenos desvios de seu valor nominal em alguns pontos, porém, essa variação é insuficiente para que haja alterações no valor de pico esperado da tensão de fase resultante.

4.3.3 Linha de Transmissão de 300 km

A Figura 27 mostra as formas de onda da tensão de fase em três pontos da linha de 300 km.

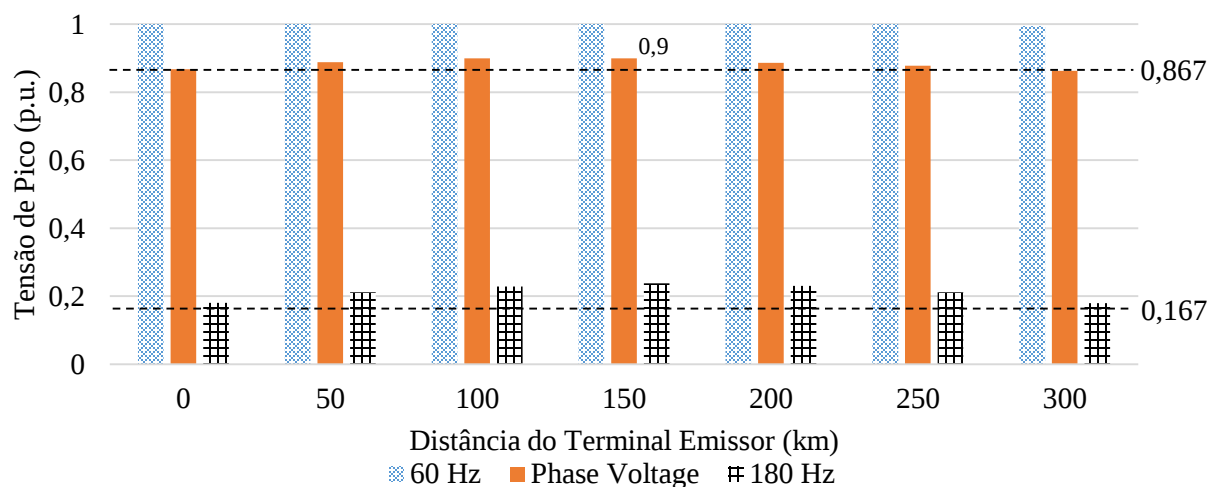
Figura 27 – Formas de onda das tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 300 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

Ao observar a Figura 27 é possível notar que as tensões de fase possuem uma leve assimetria e excedem minimamente o valor de 0,867 p.u. no ponto médio da linha de 300 km. O perfil de tensão mostrado na Figura 28 permite um maior detalhamento do comportamento das tensões de pico ao longo da LT estudada.

Figura 28 – Perfis de tensão da linha de 300 km.

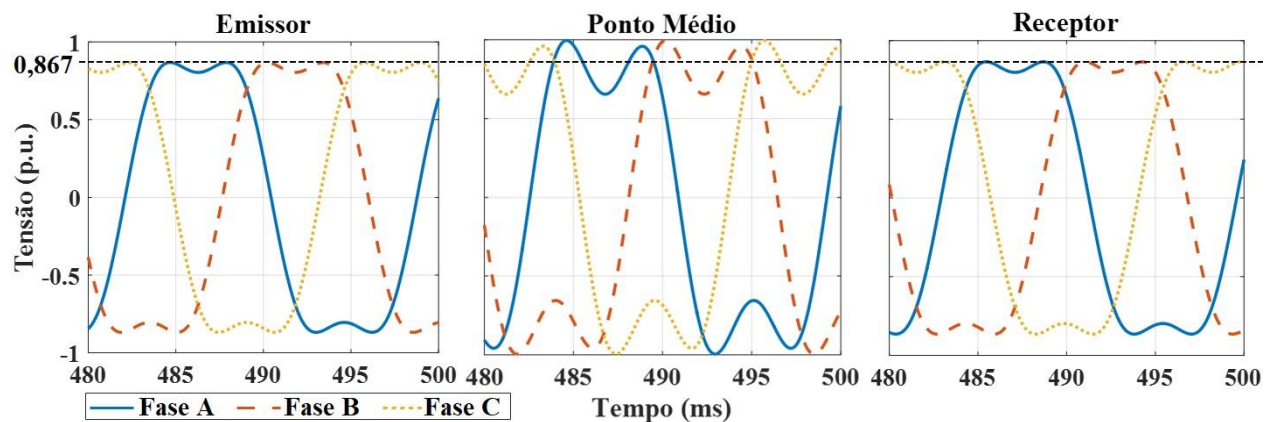


Conforme é possível observar na Figura 28, a tensão de fase da LT de 300 km com injeção de TTH apresenta valores de pico que superam o valor teórico em vários pontos da linha, sendo o valor mais crítico no ponto médio da estrutura, atingindo 0,9 p.u. Esse valor limitaria o aumento permitido na amplitude da tensão de fase fundamental em 11,1%, ante os 15,5% esperados teoricamente.

4.3.4 Linha de Transmissão de 400 km

A Figura 29 mostra o comportamento de uma linha de 400 km simulada com a mesma topologia dos casos anteriores.

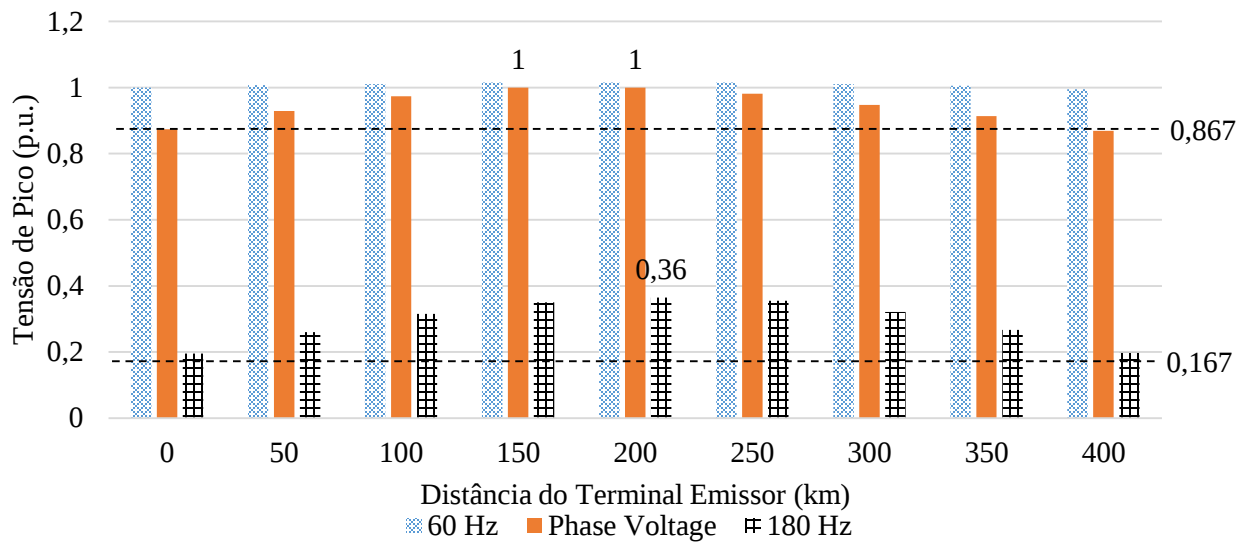
Figura 29 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 400 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

Conforme mostrado na Figura 29, as formas de onda das tensões de fase nos terminais da LT de 400 km possuem forma e valores de pico de acordo com o que se espera pelo método de recapacitação por injeção de TTH. No ponto médio da LT as tensões de fase apresentam valores de pico que superam o valor de 0,867 p.u. e atingem o limite de 1 p.u. da estrutura. Além disso, nota-se que as formas de onda do referido caso também possuem assimetrias mais pronunciadas em relação aos casos anteriores. A Figura 30 fornece mais detalhes sobre o comportamento do pico das tensões de fase ao longo da linha de 400 km.

Figura 30 – Perfis de tensão da linha de 400 km.

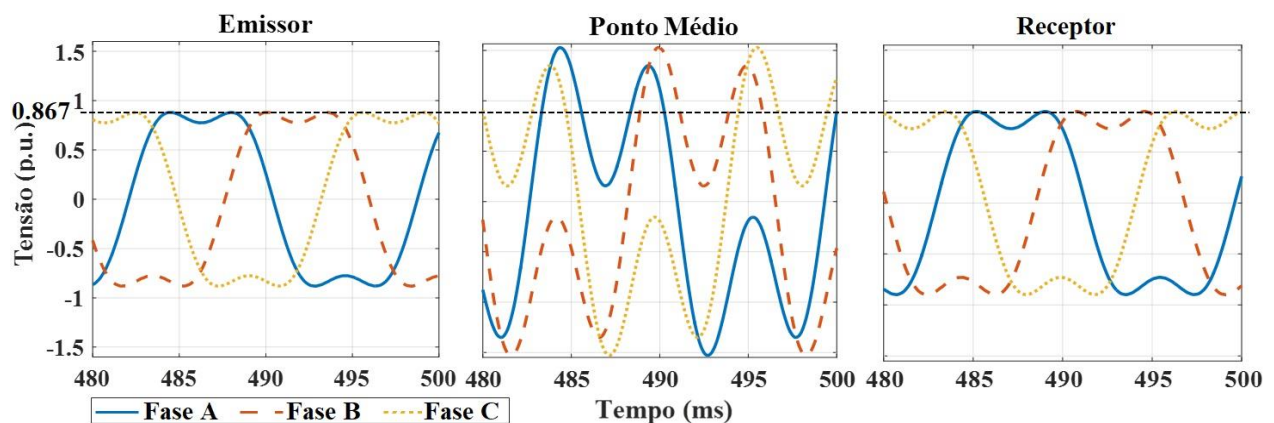


De acordo com a Figura 30, as tensões de fase da LT de 400 km com injeção de TTH apresenta valores de pico superiores a 0,867 p.u. em todos os pontos analisados fora dos terminais, chegando a 1 p.u. no ponto médio. Esse comportamento da tensão de fase é resultado das sobretensões que ocorrem na componente de terceira harmônica, sobretudo no meio da linha, ponto onde a TTH atinge valor de 0,36 p.u., superior ao dobro do valor nominal da componente.

4.3.5 Linha de Transmissão de 500 km

As formas de onda da tensão de fase da linha de 500 km, simulada com a mesma topologia dos casos anteriores, estão apresentadas pela Figura 31.

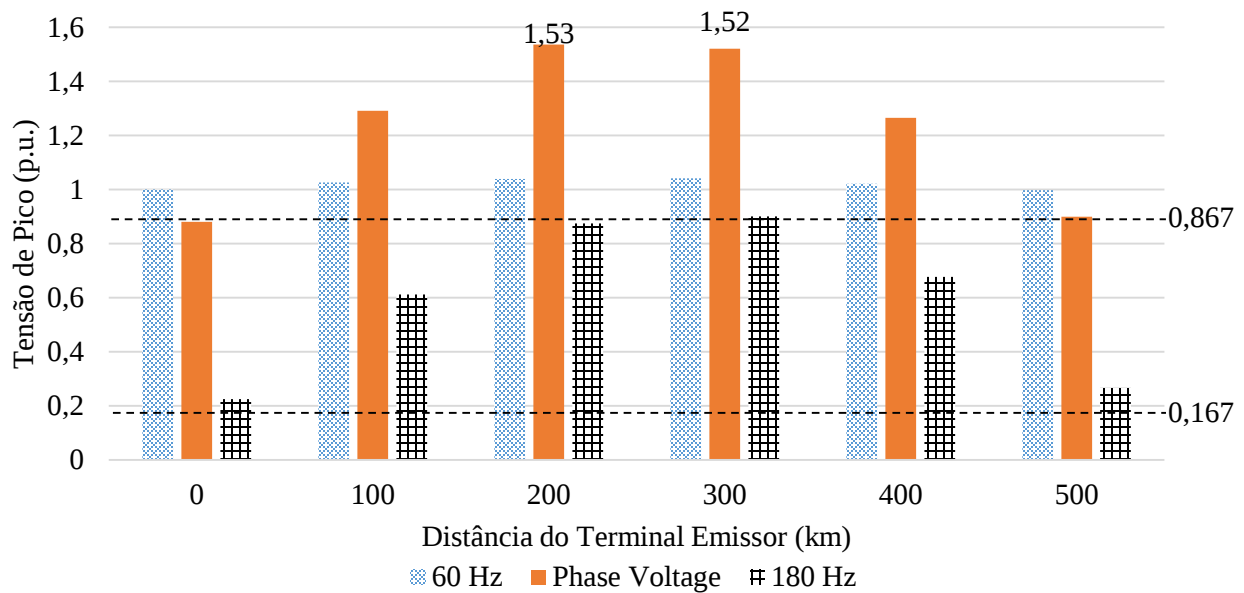
Figura 31 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 500 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

De acordo com a Figura 31, as formas de onda nos terminais da linha de 500 km se apresentam como esperado teoricamente, ou seja, simétricas e dentro do limite de 0,867 p.u. no valor de pico. Porém, no meio da linha as formas de onda apresentam assimetrias e valores de pico que ultrapassam até mesmo o valor limite de 1 p.u. para a estrutura. A Figura 32 mostra o perfil de tensão da linha de 500 km.

Figura 32 – Perfis de tensão da linha de 500 km.



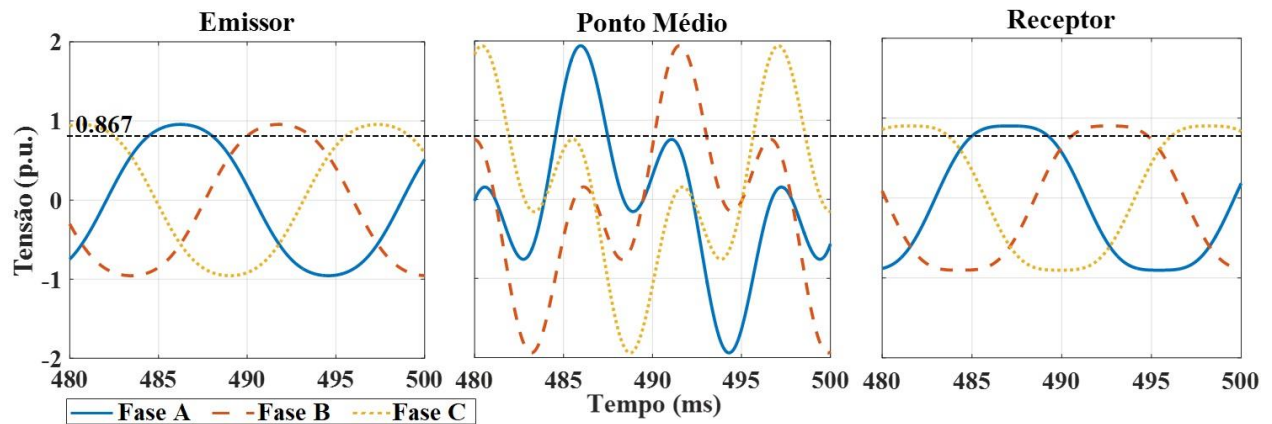
Fonte: próprio autor.

De acordo com a Figura 32, a LT de 500 km com injeção de TTH apresenta valores de pico nas tensões de fase dentro do que é esperado teoricamente apenas nos terminais da estrutura. Nos demais pontos estudados, a tensão de pico ultrapassa o limite de 1 p.u. e atinge 1,53 p.u. no meio da linha. As tensões de fase resultantes, portanto, apresentam valores de pico superiores ao caso da linha de 400 km. Nota-se ainda, pela análise da Figura 32, que a tensão de pico da componente de terceira harmônica sofre elevações que superam até mesmo o quádruplo de seu valor nominal.

4.3.6 Linha de Transmissão de 600 km

A Figura 33 mostra o comportamento das formas de onda das tensões de fase nos terminais e no ponto médio da linha de 600 km com injeção de TTH.

Figura 33 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 600 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

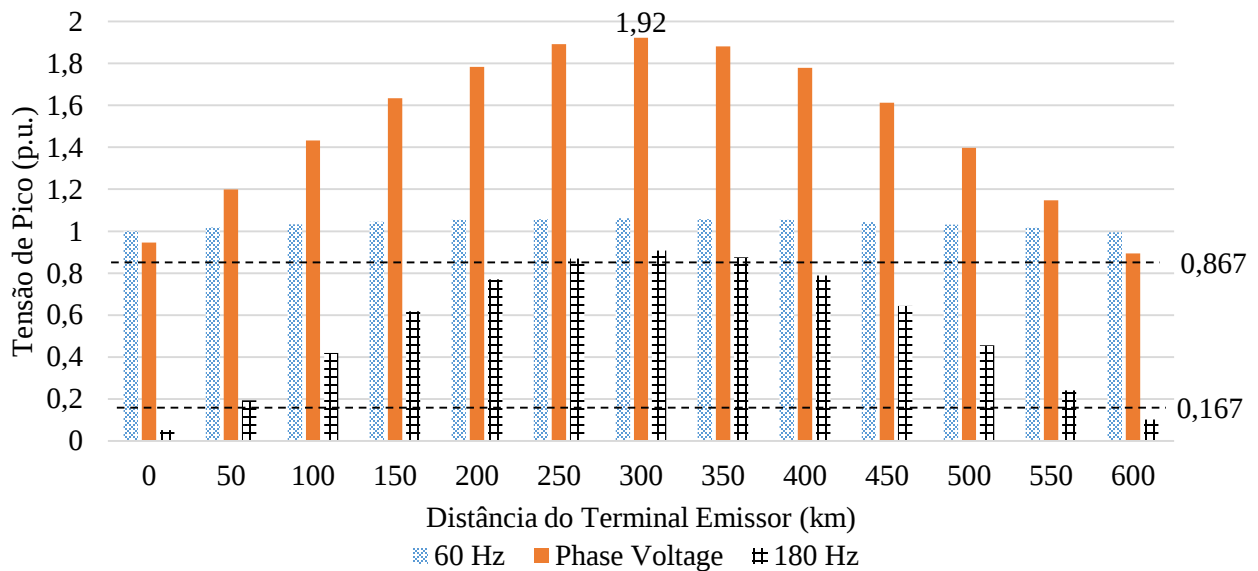
Pela análise da Figura 33, nota-se que nos terminais da linha de 600 km as tensões de fase resultantes apresentam valores que superam a marca de 0,867 p.u. esperada pelo método de recapacitação estudado. Isso ocorre apesar da simetria das formas de onda nesses dois pontos. No ponto médio da LT, é possível verificar a ocorrência de sobretensões e assimetrias nas formas de onda das tensões de fase. Nesse caso, o valor de pico dessas tensões se aproxima de 2 p.u., o dobro do limite de tensão especificado para a estrutura.

A Figura 34 mostra detalhes do comportamento do pico das tensões de fase ao longo da linha de 600 km. Por se tratar do caso mais crítico observado neste estudo, as tensões foram aferidas a cada 50 km, para que se tenha uma visão mais detalhada do problema de sobretensão ao longo da LT.

De acordo com a Figura 34, a tensão de fase com injeção de TTH apresenta valores superiores ao esperado teoricamente em todos os pontos analisados ao longo da LT de 600 km. O ponto mais crítico trata-se novamente do centro da estrutura, onde o valor de pico da tensão de fase atinge 1,92 p.u. Nos terminais, a amplitude da TTH está muito abaixo do valor nominal, o que a torna insuficiente para causar a redução necessária na amplitude das tensões de fase. No ponto médio da LT, a componente de terceira harmônica atinge cerca de cinco vezes seu valor nominal. Nota-se que o comportamento dos valores de pico da tensão de fase com injeção de TTH acompanha a variação de amplitude da componente de terceira harmônica ao longo da linha. Contudo, vale salientar que a sobretensão presente na tensão de fase com injeção de TTH pode ser causada por defasamento irregular entre componentes fundamental e TTH, como pode ser

observado no ponto de 50 km, no qual a TTH apresenta valor próximo do nominal enquanto que a tensão de fase resultante atinge cerca de 1,2 p.u.

Figura 34 – Perfis de tensão da linha de 600 km.

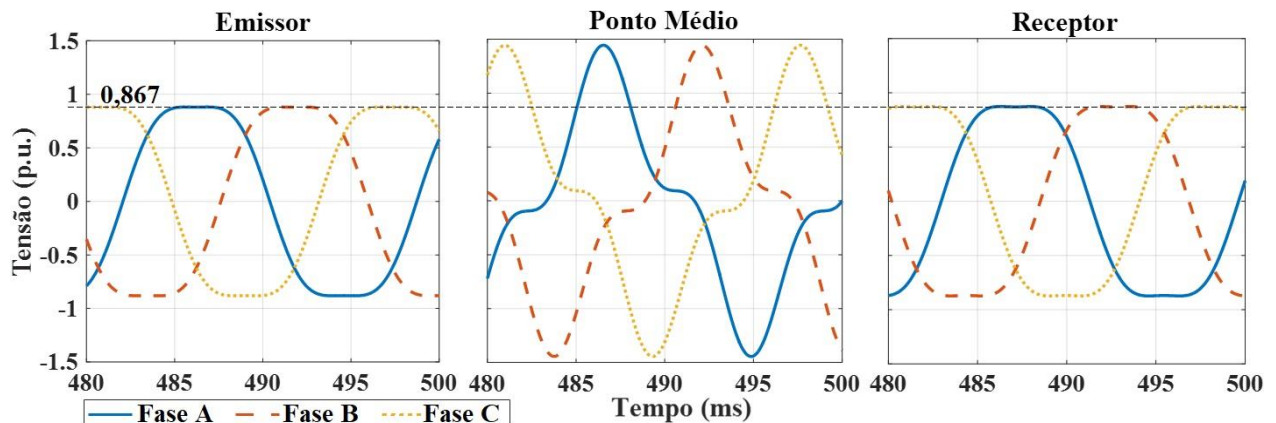


Fonte: próprio autor.

4.3.7 Linha de Transmissão de 700 km

A Figura 35 mostra o comportamento das formas de onda da linha de 700 km com dupla injeção de TTH.

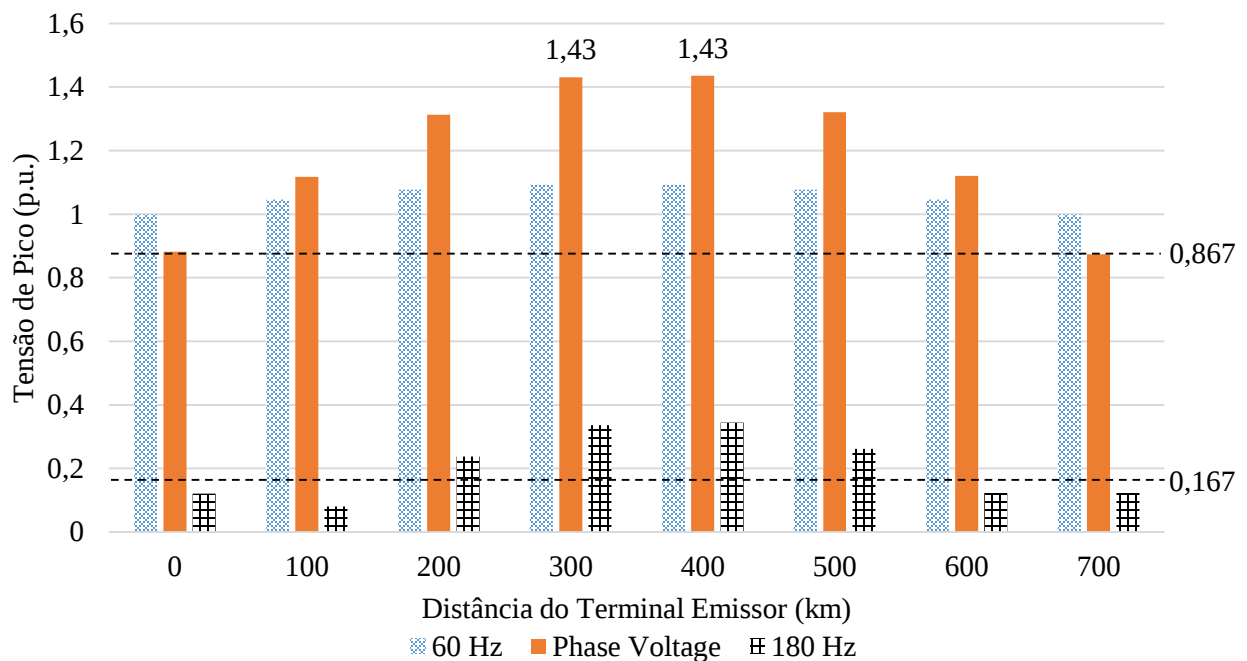
Figura 35 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 700 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

As tensões de fase resultantes nos terminais da linha de 700 km apresentam o comportamento esperado pelo método estudado, não superando o valor de 0,867 p.u. Contudo, no ponto médio da linha, as formas de onda apresentam comportamento semelhante ao que ocorre no pior caso de defasamento entre as componentes fundamentais e a TTH por dispersão de sinal, como apresentado na Figura 15 do Capítulo 3. A Figura 36 apresenta maiores detalhes sobre o comportamento das tensões ao longo da linha de 700 km.

Figura 36 – Perfis de tensão da linha de 700 km.



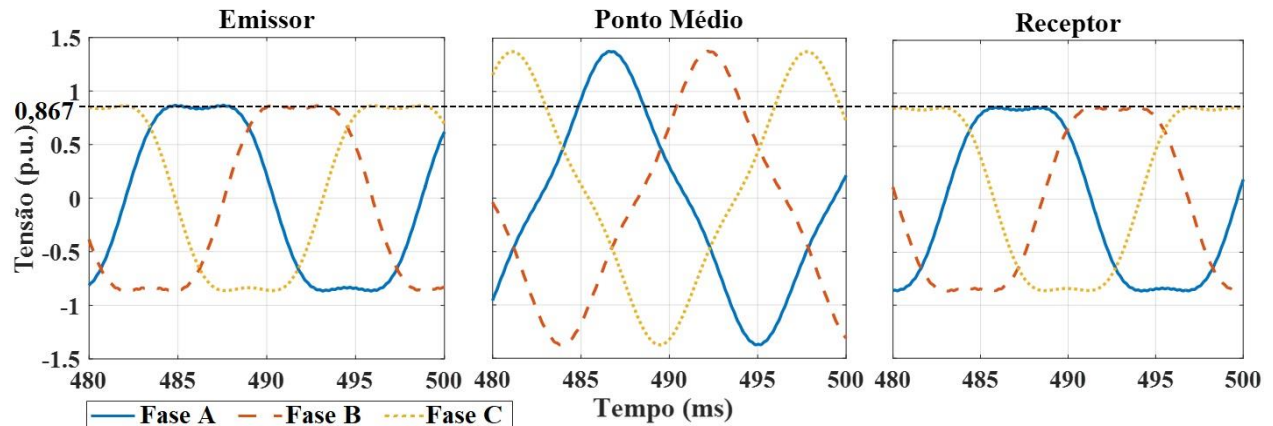
Fonte: próprio autor.

De acordo com a Figura 36, a tensão de fase com injeção de TTH apresenta valores superiores ao esperado teoricamente em todos os pontos analisados, exceto nos terminais da linha, onde a tensão de pico se encontra dentro do esperado teoricamente. Nota-se também que mesmo nos pontos onde a componente de terceira harmônica apresenta valores inferiores ao nominal, a tensão de fase resultante está acima de 1 p.u., caso que pode ser explicado pelo defasamento irregular entre componentes fundamental e de terceira harmônica.

4.3.8 Linha de Transmissão de 1000 km

O estudo foi repetido para uma linha de 1000 km. Os resultados estão apresentados nas Figuras 38 e 39.

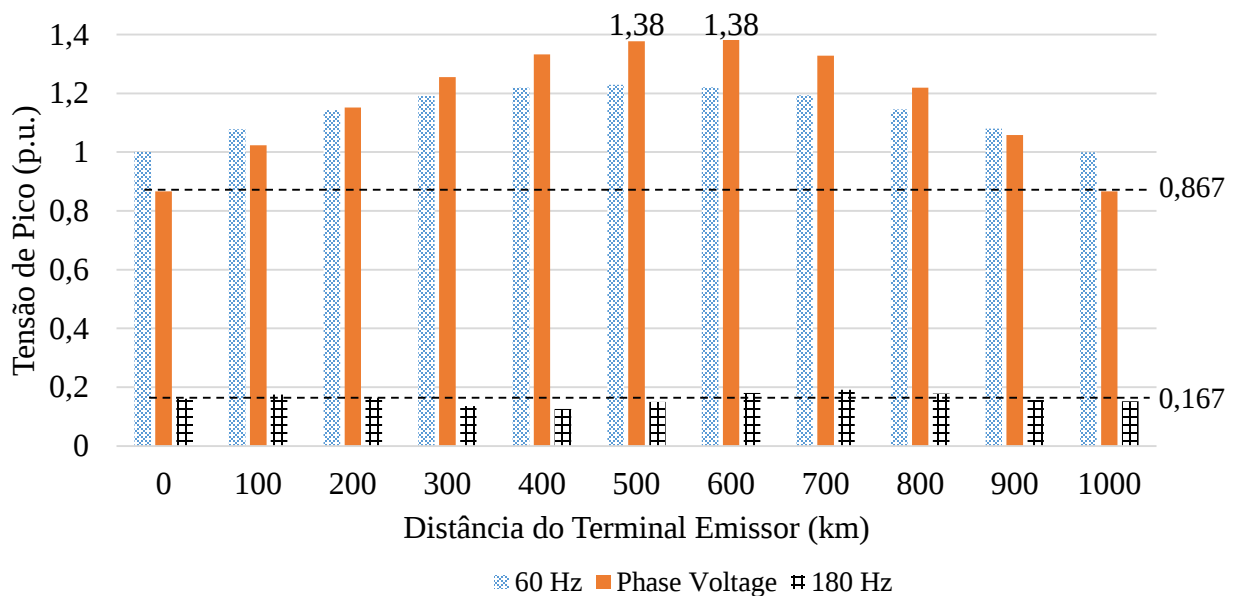
Figura 37 – Tensões de fase nos terminais e no meio da linha de 1000 km com injeção dupla de TTH.



Fonte: próprio autor.

A partir da análise da Figura 37, pode-se notar um comportamento semelhante ao caso da LT de 700 km com injeção de TTH, as formas de onda nos terminais se apresentam de maneira esperada pelo método de recapacitação, enquanto que no ponto médio da estrutura ocorrem sobretensões. De acordo com o aspecto das formas de onda no ponto médio, nota-se que a sobretensão é causada por dispersão de sinal, que se assemelha ao pior caso como apresentado pela Figura 15 do Capítulo 3. Mais detalhes sobre a linha de 1000 km são apresentados pela Figura 38.

Figura 38 – Perfis de tensão da linha de 1000 km.



Fonte: próprio autor.

De acordo com a Figura 38, as tensões de fase da LT de 1000 km com injeção de TTH apresentam a redução esperada teoricamente apenas nos terminais da estrutura. Nos pontos próximos ao meio da LT, a tensão de fase com injeção de TTH possui amplitudes superiores à tensão de fase sem injeção de TTH. Como a amplitude da componente de terceira harmônica se mantém dentro de sua faixa nominal ao longo da linha, verifica-se que as sobretensões que ocorrem nas tensões de fase com injeção de TTH são causadas por dispersão de sinal, isto é, defasamento irregular entre componentes fundamental e de 180 Hz.

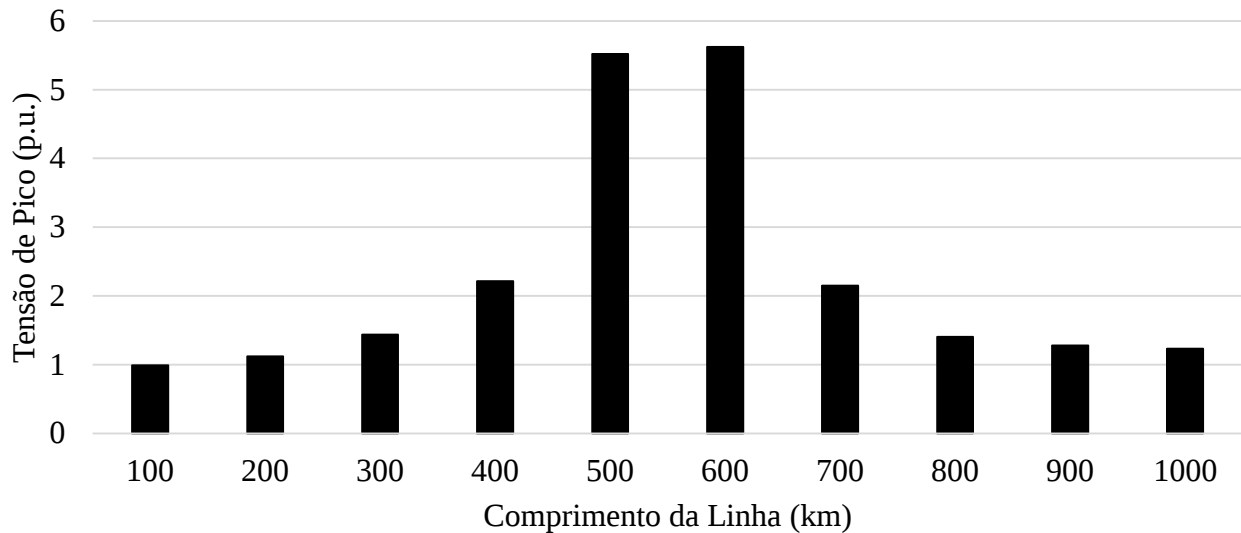
No caso da LT sem injeção de TTH, as tensões de fase sofrem aumento de amplitude ao longo da estrutura devido ao efeito capacitivo inerente a linhas de transmissão.

4.4 CONSIDERAÇÕES ACERCA DA COMPONENTE DE TTH

Através dos resultados expostos neste capítulo, verifica-se que a amplitude da forma de onda da componente de 180 Hz interfere diretamente no desempenho do método de recapacitação por injeção de TTH, uma vez que cada componente fundamental é somada com a TTH propriamente dita. A forma de onda da tensão de fase resultante dessa soma deve idealmente manter o comportamento como nos casos das linhas de 100 e 200 km, nos quais as formas das ondas de tensão de fase se mantiveram simétricas e dentro do nível de tensão desejável pelo método estudado. Entretanto, a dupla injeção de TTH faz com que ambos geradores de 180 Hz interfiram entre si, podendo essa interferência ser construtiva ou destrutiva conforme a diferença de fase entre as ondas de tensão produzidas por cada gerador. A Figura 39 apresenta uma síntese das amplitudes da TTH no ponto médio de cada linha de transmissão analisada no presente trabalho. Os valores de tensão do gráfico foram normalizados em relação à amplitude de tensão utilizada nos geradores de TTH, sendo esse valor 31,3 kV.

De acordo com a Figura 39, os níveis de amplitude da TTH nas linhas de 100, 200 e 300 km se encontram dentro da faixa de valores aceitáveis para que haja a redução esperada na amplitude das tensões de fase das referidas LTs, como ocorre de acordo com os resultados apresentados neste capítulo. Embora os valores de amplitude da componente de terceira harmônica nas linhas de 800, 900 e 1000 km também se encontrem dentro da mesma faixa de valores, a redução na tensão de fase não ocorre em todos os pontos dessas linhas devido ao problema de dispersão de sinal.

Figura 39 – Amplitude da componente de terceira harmônica no ponto médio de linhas com diferentes comprimentos.



Fonte: próprio autor.

Ainda de acordo com a Figura 39, verifica-se que a componente de terceira harmônica sofre o maior aumento de amplitude no ponto médio da linha de 600 km. Além da interação entre geradores, esse fenômeno pode ser explicado como decorrência do comprimento elétrico da componente de 180 Hz, que se aproxima de meio comprimento de onda em cerca de 600 km. O efeito do comprimento elétrico da componente de 180 Hz na linha de 600 km é abordado no Capítulo 5. O Apêndice C apresenta um resumo da teoria de linhas de transmissão de meio comprimento de onda.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo analisou-se o comportamento de linhas de transmissão com injeção de TTH através de um modelo computacional que permite o monitoramento das tensões de fase ao longo de linhas com diferentes comprimentos. Ao longo do capítulo foram realizados testes que permitiram verificar as limitações do método de recapacitação em linhas com comprimento superior a 200 km. Os problemas encontrados se referem às sobretensões que ocorrem ao longo dessas linhas. As referidas sobretensões estão relacionadas com a variação de amplitude que a componente de terceira harmônica sofre ao longo de linhas mais longas que 200 km devido ao comprimento elétrico da componente. Além da sobretensão decorrente do comprimento elétrico, também há o efeito da interação entre os geradores de terceira harmônica, que pode causar

interferências construtivas ou destrutivas a depender do ângulo de fase entre ambos. Vale ressaltar que o ângulo de fase de cada gerador de terceira harmônica deve ser constantemente ajustado para que a forma de onda da tensão resultante se mantenha simétrica. O comprimento da linha e o valor da carga alteram os valores dos ângulos necessários para tal regulação. Na prática, o ajuste de ângulo é feito através de inversores de frequência juntamente com Phase-locked loop (PLL) e demais dispositivos eletrônicos (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017; HSIEH; HUNG, 1996).

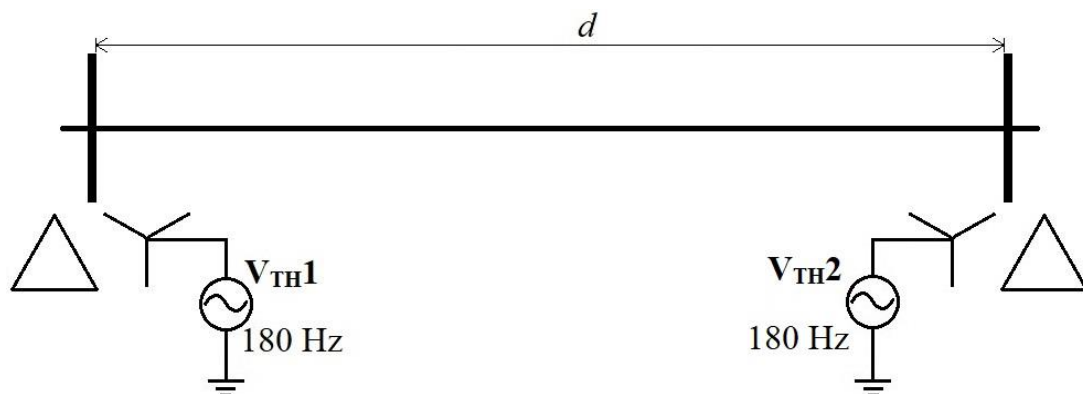
5 EXPLICAÇÃO DO FENÔMENO DE SOBRETENSÕES QUE OCORREM EM LINHAS RECAPACITADAS PELO MÉTODO DE INJEÇÃO DE TTH

No Capítulo 4 do presente trabalho mostra-se que determinadas linhas de transmissão (LTs) recapacitadas por injeção de tensão de terceira harmônica (TTH) apresentam elevações de tensão em alguns pontos ao longo de sua extensão. No Capítulo 4 também é mostrado que essas sobretensões são mais proeminentes caso o comprimento da linha seja próximo a 600 km. Este capítulo apresenta ponderações acerca da componente de terceira harmônica de maneira isolada na linha de transmissão estudada, isto é, sem a presença do gerador trifásico e da carga. O estudo tem como objetivo elucidar as causas das variações de tensão de pico que a referida componente sofre ao longo de linhas mais longas que 300 km, o que contribui para as sobretensões que ocorrem ao longo de LTs com injeção de TTH.

5.1 DESCRIÇÃO MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DE CADA GERADOR DE TTH NA LINHA DE TRANSMISSÃO

O procedimento adotado para analisar isoladamente a componente de terceira harmônica de um sistema trifásico com injeção de TTH, consiste inicialmente na utilização de uma linha de transmissão de comprimento d sem a presença do gerador trifásico e da carga, como mostrado na Figura 40.

Figura 40 – Diagrama unifilar de uma linha de comprimento d com injeção de TTH sem o gerador trifásico e a carga.

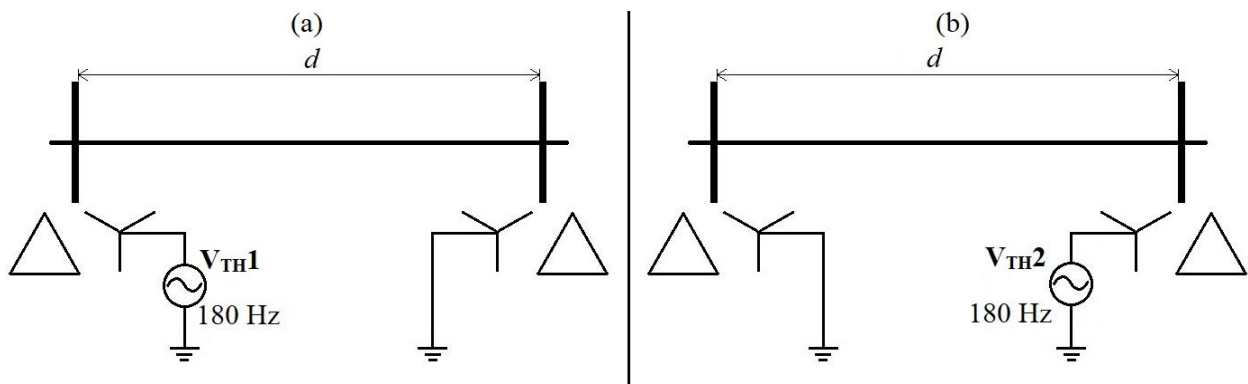


Fonte: próprio autor.

A carga não interfere no comportamento das TTH, pois essas componentes só estarão presentes no trecho entre os enrolamentos em Y dos transformadores, como foi demonstrado no Capítulo 3.

Para analisar a influência de cada gerador de TTH separadamente, foi aplicada a teoria da superposição de efeitos; pois, segundo a qual, é possível identificar a influência que um dos geradores exerce em qualquer ponto da linha por meio da retirada do outro gerador através de um curto-circuito, como mostrado na Figura 41.

Figura 41 – Representação do método da superposição de efeitos para a análise da influência de cada gerador de TTH na linha de transmissão. (a) gerador V_{TH1} isolado, (b) gerador V_{TH2} isolado.

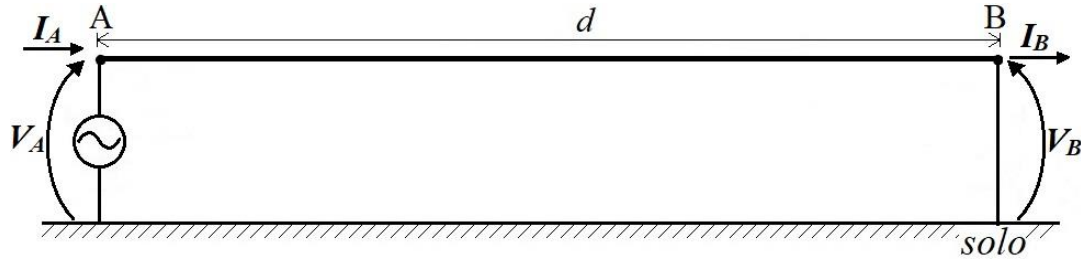


Fonte: próprio autor.

A viabilidade da técnica de superposição de efeitos foi constatada através do software Simulink®. Os resultados mostraram que em qualquer ponto da linha, em determinado instante de tempo, o valor da TTH resultante equivale a exatamente ao valor da soma das tensões causadas por cada um dos geradores V_{TH1} e V_{TH2} separadamente, como mostrado pelos diagramas (a) e (b) da Figura 41. Portanto, é possível realizar a decomposição da LT apresentada pela Figura 40 em duas LTs contendo apenas um gerador cada uma, simplificando a investigação dos fenômenos causados por cada gerador separadamente.

Inicialmente, faz-se um estudo analítico simplificado da LT apresentada na Figura 41a; considera-se, para tanto, uma LT monofásica de comprimento d com terminal receptor em curto-circuito, como mostrado pela Figura 42.

Figura 42 – Linha de transmissão monofásica de comprimento d e terminal receptor em curto-circuito com representação fasorial de tensões e correntes nos terminais.



Fonte: próprio autor.

No Apêndice C, apresenta-se a relação entre comprimento elétrico Θ , comprimento físico d e frequência de operação f . A equação que estabelece a dita relação é reproduzida como segue:

$$d = \frac{\Theta}{2\pi f \sqrt{LC}} \quad (39)$$

A componente de terceira harmônica na linha trifásica utilizada neste trabalho se faz presente nas três fases com os mesmos valores de tensão e ângulo de fase. Trata-se, portanto, de uma componente de sequência zero. Sendo assim, utilizam-se apenas os parâmetros de sequência zero para a simulação da referida componente de maneira isolada das componentes fundamentais. Os parâmetros em questão são (ALAEI; KHAJEHODDIN, 2017):

$$R_0 = 0,36124 \, \Omega/\text{km};$$

$$C_0 = 5,8831 \, \text{nF}/\text{km};$$

$$L_0 = 3,8328 \, \text{mH}/\text{km}.$$

Com os parâmetros apresentados, faz-se uso da Equação (39), considerando que a LT possua meio comprimento de onda, tem-se:

$$\Theta = \pi \quad (40)$$

Substituindo (40) na Equação (39), com $f=180$ Hz, conclui-se que uma linha de meio comprimento de onda com 180 Hz e os dados parâmetros é de 584,97 km, valor próximo a 600 km, equivalente ao caso de comprimento de linha mostrada no Capítulo 4 que apresenta valores mais críticos de sobretensões. De posse desse dado, é possível levantar perfil de tensão ao longo

da LT para diversos valores de carga por meio das equações hiperbólicas de linhas de transmissão, da mesma maneira como é feito no Apêndice C.

Considera-se inicialmente a equação das tensões nos terminais de uma linha de transmissão de comprimento d (BUDNER, 1970):

$$V_A = V_B \cosh(\gamma d) - I_B Z_C \sinh(\gamma d) \quad (41)$$

Onde V_B é a tensão no terminal receptor, γ é a constante de propagação, d se refere ao comprimento total da linha e P à potência da carga. Z_C é a impedância característica da linha, dada por:

$$Z_C = \sqrt{\frac{R_0 + j\omega L_0}{j\omega C_0}} \quad (42)$$

Como a resistência longitudinal é um fator a ser considerado, a expressão para a constante de propagação fica:

$$\gamma = \sqrt{(R_0 + j\omega L_0)(j\omega C_0)} \quad (43)$$

O valor da frequência angular é de $\omega=1131$ rad/s para uma componente de terceira harmônica.

Considera-se uma LT monofásica, como aquela mostrada na Figura 42, com comprimento $d=600$ km, terminal receptor em curto-circuito e fonte de alimentação senoidal de valor eficaz $V_A=1$ p.u. e ângulo zero. Os demais valores de ângulo serão omitidos, pois apenas o módulo dos fasores serão considerados para o levantamento do perfil de tensão. Adota-se para o caso de curto-circuito franco $V_B=0$. A Equação (41) então toma a seguinte forma:

$$V_A = -I_B Z_C \sinh(\gamma d) \quad (44)$$

Isolando a variável da corrente no terminal receptor, chega-se a:

$$I_B = -\frac{V_A}{Z_C \sinh(\gamma d)} \quad (45)$$

Substituindo os valores na Equação (45), obtém-se a corrente no terminal receptor com módulo $I_B=7,62$ p.u.

Com o valor da corrente I_B calculado, considera-se a equação do módulo da tensão em função da posição na linha, apresentada no Apêndice C e reproduzida como segue:

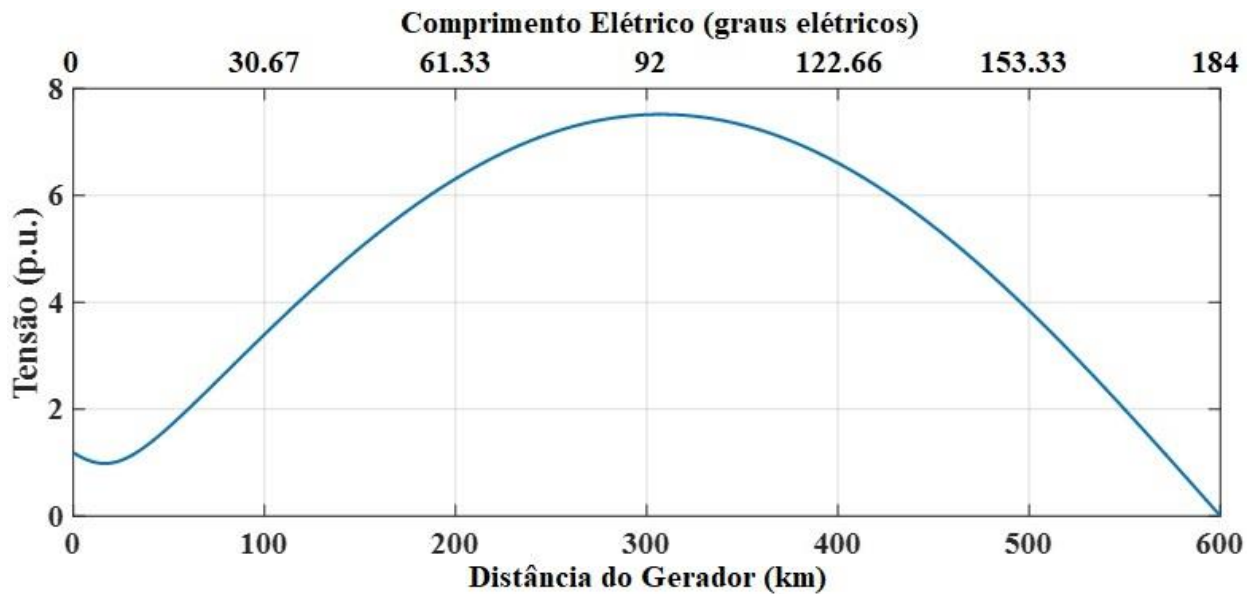
$$|V_x| = |V_B \cosh(\gamma(d - x)) - I_B Z_C \sinh(\gamma(d - x))| \quad (46)$$

No caso particular da linha com terminal receptor em curto-circuito, tem-se $V_B=0$; logo, a Equação (46) toma a forma:

$$|V(x)| = |I_B Z_C \sinh(\gamma(d - x))| \quad (47)$$

A Figura 43 mostra o gráfico da tensão eficaz em função da posição x na linha de transmissão de 600 km com terminal receptor em curto-circuito, plotado a partir da Equação (47).

Figura 43 – Perfil de tensão de uma linha de meio comprimento de onda com terminal receptor em curto-circuito.



Fonte: próprio autor.

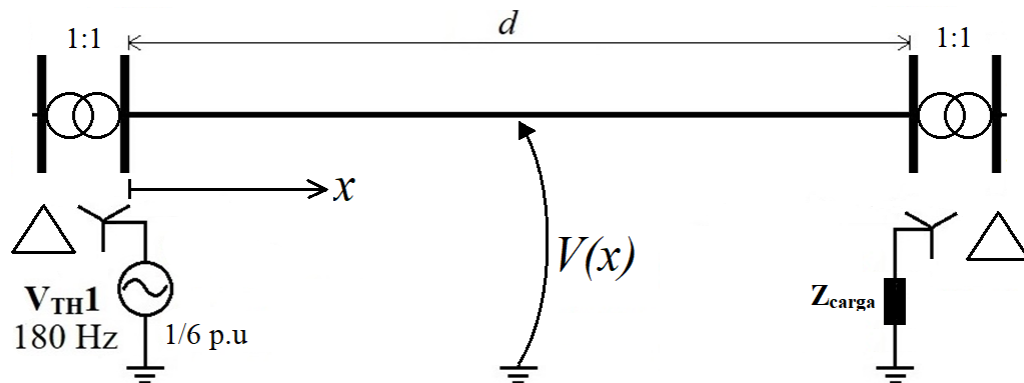
O perfil de tensão mostrado na Figura 43 é característico de uma linha com meio comprimento de onda e terminal receptor em curto-circuito. Na Figura 43, além do ponto correspondente ao terminal receptor, o ponto notável que permite essa verificação é o ponto médio, equivalente a um quarto de comprimento de onda ($\Theta=90^\circ$), onde ocorrem as maiores variações de tensão conforme o valor da carga. Em linhas de meio comprimento de onda com terminal receptor

em curto-circuito, o ponto médio é o local que apresenta o maior valor de tensão eficaz; além disso, esse valor é proporcional à corrente de curto-circuito.

5.2 A TEORIA DE LINHAS DE MEIO COMPRIMENTO DE ONDA EM RELAÇÃO À LINHA ESTUDADA

Com intuito de demonstrar que as ponderações realizadas na Seção 5.1 são válidas para a linha de 600 km de comprimento mostrada na Figura 41a, a LT em questão foi simulada com auxílio do software Simulink, com os mesmos parâmetros de sequência zero apresentados anteriormente. Um diagrama mais detalhado da LT mostrada na Figura 41a é apresentada pela Figura 44.

Figura 44 – Diagrama unifilar para estudo da influência do gerador V_{TH1} na LT de comprimento $d=600$ km.

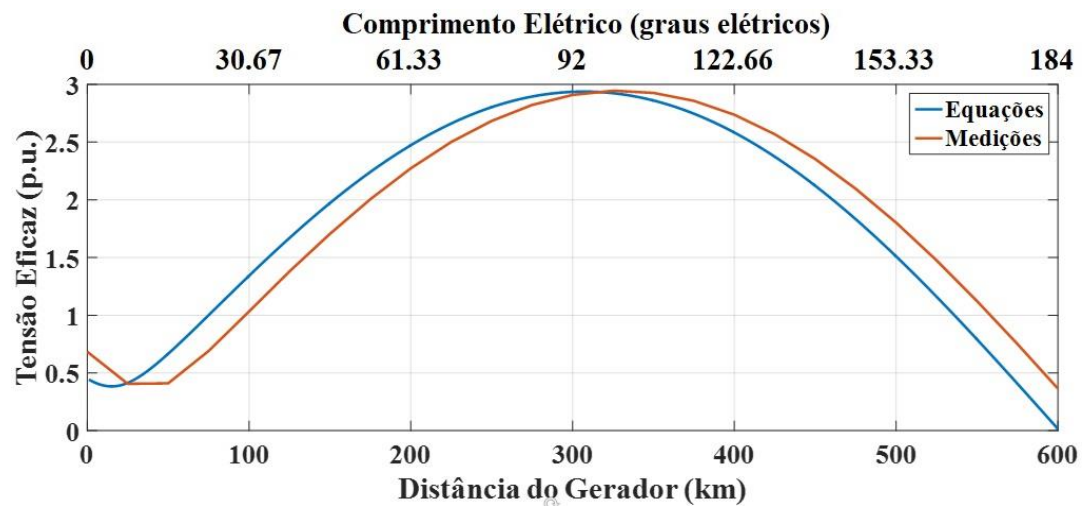


Fonte: próprio autor.

Na Figura 44, $V(x)$ representa a tensão em um ponto genérico x da linha, tomado entre um dos condutores com relação à terra. Foram feitas diversas aferições das formas de onda de tensão ao longo do comprimento da linha. O ponto $x=0$ representa o terminal emissor, na saída do transformador delta-estrela; já o ponto $x=d$ representa o terminal receptor, na entrada do transformador estrela-delta. Com os cálculos já efetuados pelo programa, foram feitas medições do valor eficaz de tensão a cada 25 km da referida linha. Os parâmetros e silhueta da LT utilizada foram os mesmos da linha de 600 km estudada no Capítulo 4. De posse dos pontos obtidos pelas aferições, foi plotado um gráfico no mesmo eixo que o gráfico obtido pela Equação (47), porém com valor $I_B=3$ p.u., o mesmo valor de corrente obtido no terminal em curto-circuito da linha simulada. A justificativa oportuna para o valor de 3 p.u. na corrente de curto-circuito, em detrimento do valor de 7,62 p.u. obtido anteriormente, reside no fato de que o segundo foi obtido

analiticamente para uma linha monofásica, sem levar em consideração a influência dos transformadores presentes na linha. A Figura 45 mostra o resultado obtido com o procedimento descrito.

Figura 45 – Perfil de tensão na linha de transmissão de aproximadamente meio comprimento de onda da componente de 180 Hz. Gráficos plotados a partir da equação do perfil de tensão e das medições em pontos da linha simulada no software Simulink.

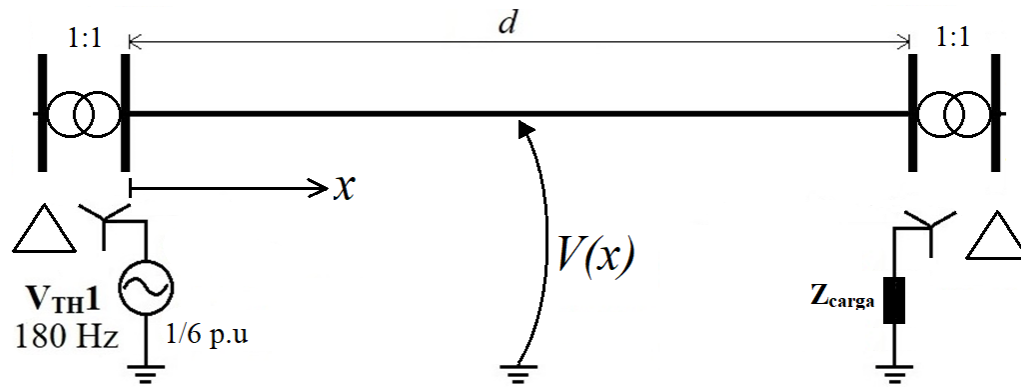


Fonte: próprio autor.

A Figura 45 indica que a tensão eficaz do gerador V_{TH1} ao longo da linha de 600 km possui comportamento aproximado pelo que é descrito pela Equação (47) para linhas com meio comprimento de onda. Vale ressaltar que os pontos onde são tomadas as tensões variam de $x=0$ a $x=d$, sendo o primeiro na saída do enrolamento secundário do transformador emissor, e o segundo ponto antes do enrolamento primário do transformador receptor. Desse modo, as tensões nos terminais emissor e receptor não serão 1 p.u. e zero respectivamente, como na curva obtida através das equações hiperbólicas, as quais não consideram a presença dos transformadores na linha.

A fim de melhor constatar que a componente de TTH gerada por V_{TH1} possui comportamento característico de uma linha com meio comprimento de onda numa LT de 600 km, uma carga Z_{carga} foi inserida no centro estrela do transformador receptor, como mostrado pela Figura 46.

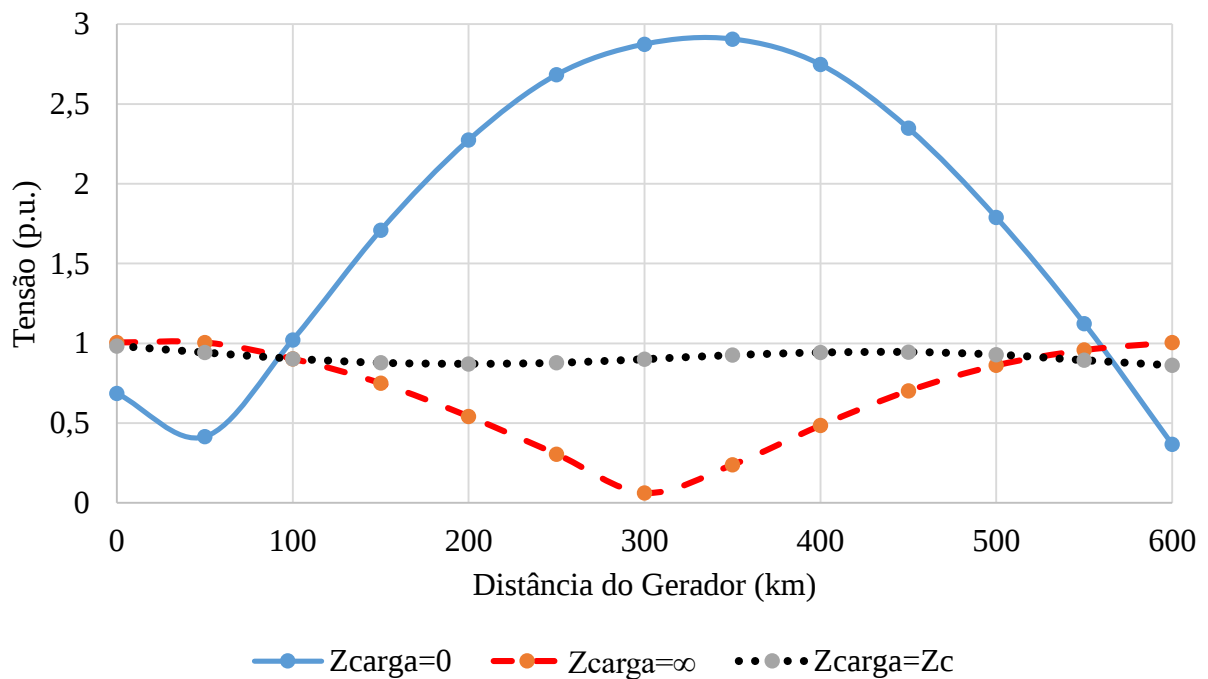
Figura 46 – Diagrama unifilar de uma linha de comprimento d para estudo do efeito causado pelo gerador V_{TH1} isolado na presença de impedância Z_{carga} no centro-estrela do transformador receptor.



Fonte: próprio autor.

O valor de Z_{carga} foi ajustado para simular três casos particulares: circuito aberto, carga com valor igual à impedância característica Z_c e carga em curto-circuito. Foram então aferidos 12 pontos ao longo da linha em cada caso. Os resultados estão apresentados pela Figura 47.

Figura 47 – Perfis de tensão da componente de TTH gerada por V_{TH1} ao longo da linha de 600 km com carga Z_{carga} no centro-estrela do transformador receptor.



Fonte: próprio autor.

Através da inspeção da Figura 47, nota-se que a tensão eficaz no meio da linha sofre variações notáveis em função da impedância Z_{carga} , inserida no centro-estrela do transformador receptor. O valor de 1 p.u. constante na tensão eficaz ao longo da linha, bem como o afundamento de tensão no ponto médio, são comportamentos intrínsecos de linhas com meio comprimento de onda na ocorrência de carga com valor igual a Z_c e circuito aberto respectivamente.

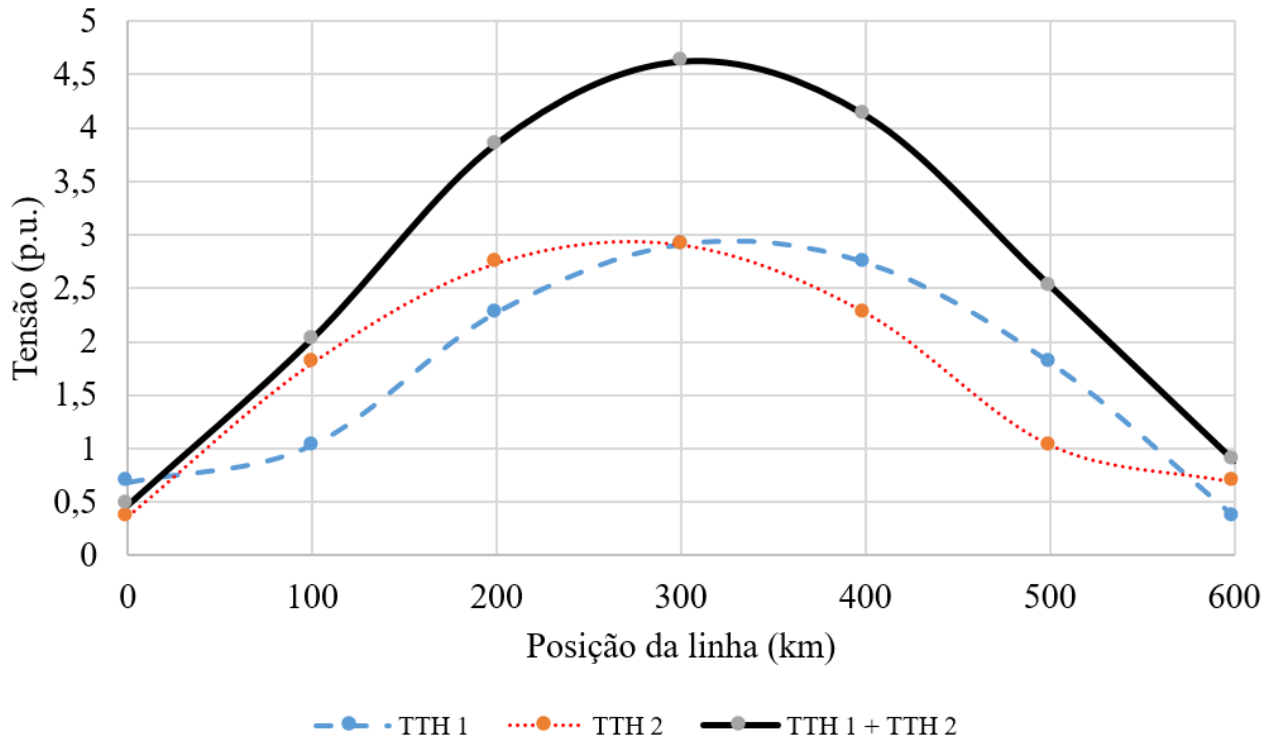
De modo geral, a análise das Figuras 45 e 47 permite a verificação de que a componente de terceira harmônica possui comportamento característico de linhas com meio comprimento de onda em condutores de aproximadamente 600 km. Essa afirmação é amparada pela teoria de LTs com meio comprimento de onda apresentada no Apêndice C desta dissertação. O fenômeno da variação de amplitude de tensão de fase decorrente desse fato é uma das razões para as sobretensões que ocorrem no meio de linhas com comprimento próximo a 600 km, recapacitadas com injeção de TTH, como mostrado no Capítulo 4.

O mesmo efeito de variação de amplitude de tensão ocorre quando se realiza o curto-circuito do gerador V_{TH1} e se analisa o gerador V_{TH2} separadamente, como apresentado pela Figura 41b. A Figura 48 mostra o comportamento do pico de tensão de ambas as componentes de TTH analisadas separadamente e em conjunto ao longo de uma linha de 600 km. Para plotar os gráficos, foram utilizados os três esquemas de linha de transmissão, apresentados pelas Figuras 41 e 42. Cada um dos esquemas foi então simulado por meio do software Simulink com os mesmos parâmetros descritos neste apêndice. Após os cálculos realizados pelo programa, foram aferidos sete pontos ao longo dos condutores de cada topologia e montados os gráficos da Figura 48 com linhas de tendências.

Nota-se, com a observação da Figura 48, que o comportamento da TTH 2, proveniente do gerador V_{TH2} , é simetricamente semelhante ao do gerador V_{TH1} . A Figura 48 também mostra o comportamento da somatória de tensões entre ambos geradores em cada ponto analisado. Vale salientar que os ângulos de cada gerador são distintos, e variam conforme o comprimento da linha e o valor da carga para manter a máxima diminuição da tensão de fase nos terminais da estrutura. Essa diferença entre os ângulos de ambos geradores juntamente com o problema recorrente de dispersão de sinal resulta em interferências, que podem ser construtivas ou destrutivas quando ambas as ondas de TTH são sobrepostas em um determinado ponto da linha. No caso particular da linha de 600 km, mostrada pela Figura 48, a TTH resultante apresenta valor ideal de 1 p.u. em apenas dois pontos da linha, sendo um deles próximo ao gerador e o outro no terminal receptor. Na

prática, em linhas de comprimento próximo a 600km, a TTH diminui o pico das tensões de fase apenas nas proximidades dos terminais da estrutura.

Figura 48 – Perfis de tensão de ambos os geradores de terceira harmônica de maneira separada e em conjunto.



Fonte: próprio autor.

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou um estudo sobre a influência que cada gerador de TTH exerce na linha de transmissão de 600 km. As ponderações foram inicialmente apresentadas com o uso das equações hiperbólicas de LTs, da mesma maneira como apresentado no Apêndice C. Em seguida, a LT de 600 km contendo apenas os geradores de TTH e os transformadores foi simulada com a plataforma Simulink para comparação. Os resultados mostraram que o comprimento físico da linha de 600 km equivale a meio comprimento de onda para a componente de 180 Hz, sendo esse um dos motivos para as sobretensões que essa componente sofre ao longo de linhas com cerca de 600 km.

6 CONCLUSÃO

Esta dissertação apresentou um estudo sobre o método de recapacitação de linhas de transmissão proposto por Alaei e Khajehoddin (2017), que consiste na injeção de tensão de terceira harmônica (TTH) com objetivo de reduzir a amplitude das tensões e fase e permitir a transmissão de uma potência superior sem a necessidade de alterações na estrutura de uma LT. No artigo em que o método foi proposto, os autores realizaram análises de linhas de transmissão apenas nos terminais da estrutura, o que se mostrou suficiente para estudos sobre estabilidade, fluxo de carga e demais análises realizadas pelos autores acerca do método desenvolvido. Nesta dissertação foi apresentado um estudo sobre o comportamento das tensões de fase ao longo de linhas com vários comprimentos, tanto em regime transitório quanto permanente na presença e na ausência de TTH. Para tanto, foi utilizado o modelo de linha de transmissão a parâmetros distribuídos de Bergeron. Com esse modelo foi possível dividir a linha em várias seções que viabilizaram as análises em vários pontos ao longo de sua extensão.

O estudo realizado sobre a energização da linha recapitada pelo método propriamente dito mostrou que o tempo de amortecimento das tensões de fase é maior na presença da componente de terceira harmônica quando comparado com uma linha convencional. Uma maneira de diminuir a duração das oscilações transitórias consiste no ajuste adequado dos parâmetros dos transformadores, alternativa que pode ser considerada nos projetos de recapacitação, mas que se manteve fora do escopo deste trabalho.

A análise em regime permanente permitiu verificar que linhas de comprimento até 200 km com injeção de TTH apresentam a redução na tensão de pico em um fator de 0,867, como esperado teoricamente pelo método. A linha de 300 km, no entanto, apresentou valores de tensão superiores a 0,867 p.u. nos pontos analisados fora dos terminais, chegando a 0,900 p.u., o que limitaria o aumento de tensão da linha em 11,1% ante os 15,5% esperados teoricamente. Foi constatado no estudo que esse aumento de tensão ao longo da linha é causado pela componente de terceira harmônica, que sofre variações no pico de tensão em função de seu comprimento elétrico e da interação entre os dois geradores de TTH injetados no sistema. Em linhas mais longas, esse problema torna-se mais acentuado, fazendo com que a tensão de fase resultante tenha valores de pico superiores ao limite de 1 p.u. da estrutura, o que tornaria o método de recapacitação inviável.

O caso de sobretensão mais crítico estudado foi o da LT de comprimento 600 km, que equivale a uma linha de meio comprimento de onda em relação às componentes de 180 Hz. No

caso particular da LT de 1000 km as tensões de fase ao longo da estrutura também apresentaram níveis mais elevados do que de uma linha convencional, mesmo com a componente de terceira harmônica se mantendo na faixa de amplitude considerada ideal, esse resultado permitiu comprovar que o problema de dispersão de sinal ainda é recorrente, mesmo com o uso do método de recapacitação por injeção de TTH para linhas longas.

Diante dos resultados obtidos ao longo deste trabalho, conclui-se que o método de recapacitação por injeção de TTH funciona de maneira esperada em LTs de comprimento até 200 km. Em linhas mais longas, no entanto, o método necessita de estudos mais aprofundados para sua viabilidade, tendo em vista que os problemas de sobretensão causados pelo comprimento elétrico da componente de 180 Hz e pela dispersão de sinal persistem nesses casos.

REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5422/1985**: projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. Rio de Janeiro, 1985. p. 57. Relatório Técnico.
- ALAEI, R.; KHAJEHODDIN, S. A. The operation of a power transmission line with injected third harmonic voltage. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 32, n. 1, p. 226-233, 2017.
- ALBIZU, I.; MAZÓN, A. J.; ZAMORA, I. Methods for increasing the rating of overhead lines. In: IEEE RUSSIA POWER TECH, 6, 2005, St. Petersburg. **Anais...** St. Petersburg: IEEE, 2005. p. 1-6.
- BARTHOLD, L. O.; DOUGLASS, D. E.; WOODFORD, D. A. Maximizing the capability of existing AC transmission lines. In: CIGRÉ, 42., 2008, Canadá. **Anais...** Canadá: CIGRÉ, 2008. Disponível em: <http://www.e-cigre.org>. Acesso em: 20 set. 2017
- BELANGER, M. E.; LUSZCZKI, G. E. Nip/Tuck method a solution to providing additional conductor-to-ground clearances for transmission lines. In: TRANSMISSION AND SUBSTATION DESIGN AND OPERATION SYMPOSIUM – TSDOS, 46., 2013, Addison. **Anais...** Maine: Augusta, 2013. p. 11-13.
- BHATTARAI, R. *et al.* Voltage uprating of overhead transmission lines. In: INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE – UPEC, 45., 2010, Cardiff. **Anais...** Cardiff: IEEE, 2010. p. 1–6.
- BOYCE, W. E.; DIPRIMA, R. C. **Equações diferenciais elementares e problemas de valores de contorno**. 10. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.
- BRAGA, G. E. *et al.* **Recapacitação de linhas aéreas de transmissão existentes utilizando cabos condutores especiais de altas temperaturas de operação e baixa flecha**. Belo Horizonte: CEMIG, 2007.
- BRUNKER, S. W. Aerial LiDAR for overhead transmission lines-Lessons from the USA in realising benefit and value. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY – POWERCON, 23., 2016, Wollongong. **Anais...** Red Hook: IEEE, 2016.
- BUDNER, A. Introduction of Frequency-Dependent Line Parameters into an Electromagnetic Transients Program. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. PAS-89, n. 1, p. 88–97, 1970.
- CAVASSIN, R. S.; FERNANDES, T. S. P. Uma abordagem multicritérios para recapacitação de linhas de transmissão. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática**, Curitiba, v. 23, n. 6, p. 749–765, 2012.

CHAPUT, L. J. **Understanding the benefits of LiDAR data**. New York: EIJ, 2012. Disponível em: <http://ejournal.com/print/articles/understanding-the-benefits-of-lidar-data>. Acesso em: 29 abr. 2018.

CIGRÉ. Working group SC 22-12 Cigré (Chairman R. Stephen): probabilistic determination of conductor current ratings. **ELECTRA**, Canada, v. 164, n. 8, p. 103–17, 1996.

COSTA, E. C. M. *et al.* Efficient procedure to evaluate electromagnetic transients on three-phase transmission lines. **IET generation, transmission & distribution**, London, v. 4, n. 9, p. 1069–1081, 2010.

DA SILVA, A. A. P.; DE BARROS BEZERRA, J. M. A model for upgrading transmission lines by using HTLS conductors. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 4, p. 2180–2188, 2011.

DAS, J. C. **Understanding symmetrical components for power system modelling**. New Jersey: John Wiley & Sons, 2016.

DOMMEL, H. W. **Electromagnetic transients program theory book**. Vancouver: BPA, 1987, 483 p.

DOMMEL, H. W. Electromagnetic transients in single- and multiphase networks. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. PAS-88, n. 4, p. 338–399, 1969.

DOUGLASS, D. A. *et al.* Dynamic thermal ratings realize circuit load limits. **IEEE Computer Applications in Power**, New Jersey, v. 13, n. 1, p. 38–44, 2000.

FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1977.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power Systems analysis and design**. 5. ed. Estados Unidos: Cengage Learning, 2011.

GOMES, L. C. F.; DA SILVA, L. C. P.; TAVARES, M. C. Half-wavelength transmission lines for connecting power plants in Amazon region to the Brazilian system. In: GRENOBLE CONFERENCE POWERTECH, POWERTECH, 10, 2013, Grenoble. **Anais...** Grenoble: IEEE, 2013. p. 1–6.

HOULDSWORTH, J. A.; GRANT, D. A. The use of harmonic distortion to increase the output voltage of a three-phase PWM inverter. **IEEE Transactions on Industry Applications**, New York. v. 20, n. 5, p. 1224–1228, 1984.

HSIEH, G. C.; HUNG, J. C. Phase-locked loop techniques - a survey. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, New York, v. 43, n. 6, pp 609–615, 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE. **Std 738-2006**: IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. Relatório Técnico. 2007. p. c1-59

MAMIŞ, M. S.; KAYGUSUZ, A.; KÖKSAL, M. State variable distributed-parameter representation of transmission line for transient simulations. **Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences**, Turkey, v. 18, n. 1, p. 31-42, 2010.

MOLBURG, J. C.; KAVICKY, J.; PICEL, K. **The design construction, and operation of long-distance high-voltage electricity transmission technologies**. Argonne: Argonne National Lab - ANL, 2008. Relatório Técnico.

OLIVEIRA, C. C. B. de *et al.* **Introdução a sistemas elétricos de potência**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2000.

OLIVEIRA, C. M. F. DE. **Recapacitação de linhas de transmissão**. 2000. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2000.

PYTLAK, P.; MUSILEK, P. Selective upgrading of transmission lines using DTCR. In: CANADIAN CONFERENCE ON ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING: VISION FOR A GREENER FUTURE - CCECE, 25., 2012, Canadá. **Anais...** Cadaná: IEEE 2012. p. 1-4.

REISDORFF, B. Increasing transmission capacity case studies and techniques: Increased transmission capacity by increasing ground clearance: a manufacturers perspective. In: PROCEEDINGS OF THE IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONSTRUCTION AND LIVE LINE MAINTENANCE – ESMO, 11., 2006, Albuquerque. **Anais...** Providence: IEEE, 2006. p. 1-7.

SHENKMAN, A. L.; ZARUDI, M. **Circuit analysis for power engineering handbook**. New York: Springer Science & Business Media, 2012.

SOUZA, J. T. de. **Análise do sistema de transmissão em meia onda integrado ao sistema interligado nacional**. 2011. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

STEVENSON, W. D. J. **Elementos de análise de sistemas de potência**. São Paulo: McGraw Hill, 1986. ISBN 86-0551.

ZANETTA, L. C. **Transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência**. São Paulo: EdUSP, 2003. v. 52, p. 720.

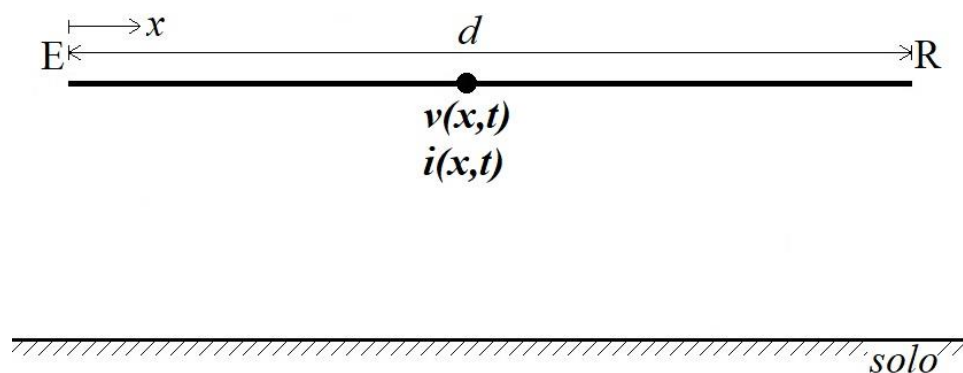
APÊNDICE A – Descrição Matemática de Linhas de Transmissão

Os modelos de linhas de transmissão são ferramentas matemáticas que descrevem os diversos fenômenos físicos que ocorrem simultaneamente nessas estruturas durante a operação do sistema elétrico. São instrumentos imprescindíveis para a pesquisa e desenvolvimento de métodos e produtos que fomentem o desenvolvimento do setor elétrico. Por meio dos modelos, é possível prever o comportamento de linhas de transmissão sob diversas circunstâncias. Contudo, é importante salientar que não existe um modelo de linha de transmissão que seja válido para a solução de qualquer problema, cada modelo possui suas vantagens e limitações. Sendo assim, cabe ao cientista ou projetista utilizar o modelo que melhor lhe convém. Este apêndice tem como objetivo apresentar os parâmetros elétricos e desenvolver as equações que descrevem o comportamento ondulatório das correntes e tensões ao longo de linhas de transmissão. Uma vez que a partir dessas equações é que foi desenvolvido o modelo de Bergeron, utilizado para os resultados apresentados nesta dissertação.

A.1 Equações de propagação de ondas de tensão e corrente em linhas de transmissão

A modelagem de uma linha de transmissão é feita através de equações de tensões e correntes considerando que seus parâmetros físicos são distribuídos ao longo da mesma. A partir das equações, é possível obter o comportamento de uma linha em diferentes situações, facilitando sua análise e permitindo verificar o comportamento da linha sob condições de chaveamento, faltas e descargas atmosféricas. A Figura 49 representa uma linha de transmissão monofásica genérica de um comprimento definido d e retorno feito pelo solo.

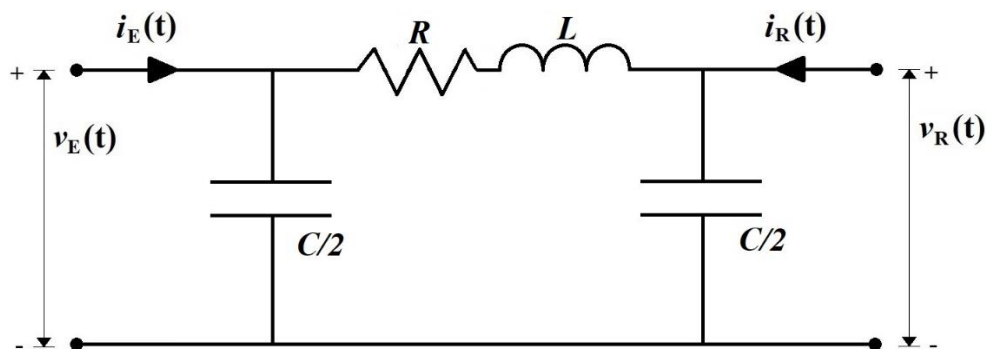
Figura 49 – Linha de transmissão monofásica de comprimento d com retorno pelo solo.



Na Figura 49, os pontos nas extremidades, denominados de E e R representam, respectivamente, os terminais emissor e receptor da linha. As funções v e i são os valores de tensão e corrente respectivamente em um ponto genérico da linha de transmissão, sendo que essas funções variam em função da posição e do tempo.

A linha de transmissão da Figura 49 pode ser representada por meio do modelo a parâmetros concentrados conhecido como π -nominal, que consiste em um elemento de circuito contendo uma resistência em série com uma indutância, conhecidos como parâmetros longitudinais. Também no elemento de circuito são inseridas condutância e capacitância em derivação, chamados de parâmetros transversais. Os parâmetros longitudinais representam as perdas ôhmicas e a variação do fluxo magnético no condutor, já os parâmetros transversais representam as correntes de deslocamento através do dielétrico devido à aplicação de tensão. Em linhas aéreas a admitância pode ser desconsiderada (FUCHS, 1977). O modelo π -nominal descrito está representado na Figura 50.

Figura 50 – Modelo π -nominal.

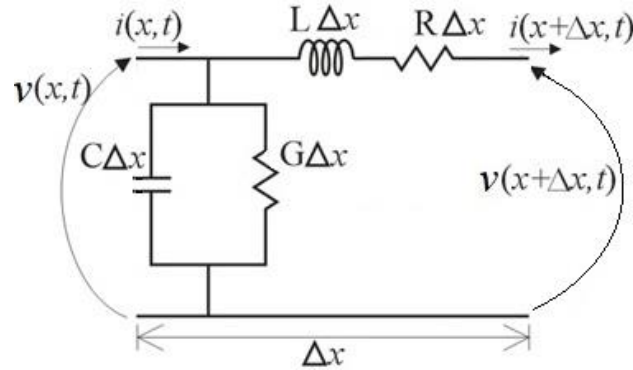


Fonte: próprio autor.

Uma das desvantagens desse modelo reside no fato de que o mesmo só permite a análise das formas de onda das tensões e corrente nos terminais da linha ($x=0$ e $x=d$). Além disso, o modelo não representa com precisão linhas de transmissão que possuam comprimento superior a 250 km (DA SILVA; DE BARROS BEZERRA, 2011).

Uma representação mais precisa de uma linha de transmissão pode ser feita levando em consideração a natureza distribuída dos parâmetros ao longo de sua extensão. A Figura 51 mostra um elemento infinitesimal de uma linha de transmissão com seus parâmetros transversais e longitudinais (FUCHS, 1977).

Figura 51 – Representação de um elemento infinitesimal de uma linha de transmissão.



Fonte: próprio autor.

Na Figura 51, R e L são os parâmetros longitudinais, que são respectivamente a resistência e a indutância por unidade de comprimento. G e C são, respectivamente, a condutância e a capacitância, ambas por unidade de comprimento. Com a aplicação das leis de Kirchhoff no circuito apresentado, chega-se nas seguintes equações:

$$i(x, t) - Gv(x, t)\Delta x - C \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \Delta x - i(x + \Delta x, t) = 0 \quad (48)$$

$$v(x, t) - Ri(x, t)\Delta x - L \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \Delta x - v(x + \Delta x, t) = 0 \quad (49)$$

Pode-se reescrever as equações (48) e (49) da seguinte forma:

$$i(x, t) - i(x + \Delta x, t) = Gv(x, t)\Delta x + C \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \Delta x \quad (50)$$

$$v(x, t) - v(x + \Delta x, t) = Ri(x, t)\Delta x + L \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \Delta x \quad (51)$$

Dividindo ambos os lados da igualdade das equações (50) e (51) por Δx , tem-se:

$$\frac{i(x, t) - i(x + \Delta x, t)}{\Delta x} = Gv(x, t) + C \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (52)$$

$$\frac{v(x, t) - v(x + \Delta x, t)}{\Delta x} = Ri(x, t) + L \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (53)$$

Da definição de derivada, tem-se que:

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{i(x,t) - i(x+\Delta x,t)}{\Delta x} = -\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} \quad (54)$$

$$\lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{v(x,t) - v(x+\Delta x,t)}{\Delta x} = -\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} \quad (55)$$

Substituindo (54) em (52) e (55) em (53), obtém-se as equações:

$$-\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = Gv(x,t) + C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \quad (56)$$

$$-\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = Ri(x,t) + L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (57)$$

As equações (56) e (57) são a lei de Ohm aplicada a uma linha de transmissão, também conhecidas como equações de propagação da linha. Ambas são funções da posição e do tempo, diz-se, então que estão representadas no domínio do tempo. Alguns métodos para solucionar essas equações são apresentados como segue.

A.2 Equações de tensão e corrente em linhas de transmissão no domínio da frequência

Uma maneira de solucionar ambas as equações se dá por meio da transformada de Laplace ou Fourier (BOYCE; DIPRIMA, 2015), que consiste em representar equações diferenciais no domínio da frequência, de modo a simplificar a solução. Aplicando a transformada de Laplace nas equações (56) e (57), têm-se:

$$-\frac{dI(x,\omega)}{dx} = G(\omega)V(x,\omega) + j\omega CV(x,\omega) \quad (58)$$

$$-\frac{dV(x,\omega)}{dx} = R(\omega)I(x,\omega) + j\omega LI(x,\omega) \quad (59)$$

É sabido que:

$$Y(\omega) = G(\omega) + j\omega C \quad (60)$$

$$Z(\omega) = R(\omega) + j\omega L \quad (61)$$

Substituindo (60) e (61) em (58) e (59) respectivamente, têm-se:

$$-\frac{dI(x, \omega)}{dx} = Y(\omega)V(x, \omega) \quad (62)$$

$$-\frac{dV(x, \omega)}{dx} = Z(\omega)I(x, \omega) \quad (63)$$

As equações (58) a (63) são expressões no domínio da frequência. As variáveis x e ω são, respectivamente, a posição e a frequência angular. $Y(\omega)$ e $Z(\omega)$ representam a admitância transversal e a impedância longitudinal respectivamente. Por se tratar de valores pertencentes ao domínio dos números complexos, o elemento imaginário $j = \sqrt{-1}$ se faz presente nas equações.

Derivando (62) e (63) em relação a x , tem-se:

$$-\frac{d^2 I(x, \omega)}{dx^2} = Y(\omega) \frac{dV(x, \omega)}{dx} \quad (64)$$

$$-\frac{d^2 V(x, \omega)}{dx^2} = Z(\omega) \frac{dI(x, \omega)}{dx} \quad (65)$$

Substituindo (62) e (63) respectivamente em (65) e (64), chega-se nas expressões:

$$\frac{d^2 I(x)}{dx^2} = YZ I(x) \quad (66)$$

$$\frac{d^2 V(x)}{dx^2} = ZY V(x) \quad (67)$$

A variável ω foi omitida para simplificar a representação, portanto permanece implícita.

As equações (66) e (67) têm soluções na forma:

$$I(x) = \frac{1}{Z_C} A_1 e^{-\gamma x} - \frac{1}{Z_C} A_2 e^{\gamma x} \quad (68)$$

$$V(x) = A_1 e^{-\gamma x} + A_2 e^{\gamma x} \quad (69)$$

Sendo Z_C a impedância característica da linha, também chamada de impedância de surto; γ é a função de propagação. Sendo:

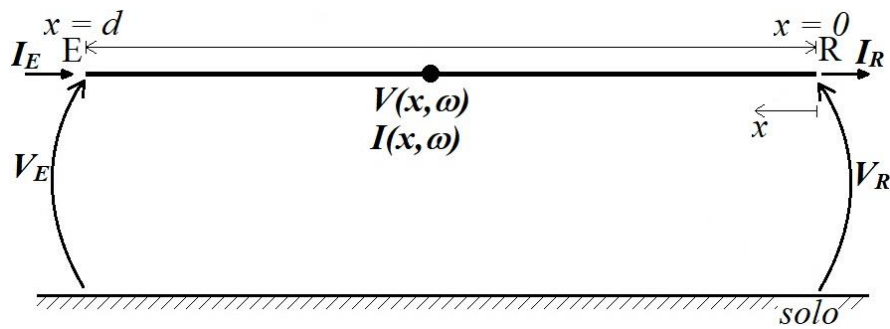
$$\gamma = \sqrt{ZY} \quad (70)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (71)$$

As equações (68) e (69) fornecem os valores de corrente e tensão em qualquer ponto de uma linha de transmissão. Os coeficientes A_1 e A_2 são constantes e possuem dimensão de tensão. Seus valores podem ser determinados de acordo com as condições de contorno impostas ao sistema (FUCHS, 1977).

Para aplicar uma condição de contorno ao problema, considera-se uma linha de transmissão de comprimento d com terminais emissor e receptor representados pelos pontos E e R respectivamente. Considera-se também que o ponto de referência dessa linha se encontra no terminal receptor, como mostra a Figura 52.

Figura 52 – Linha de transmissão de comprimento d e ponto de referência no terminal receptor.



Fonte: próprio autor.

De acordo com a linha representada pela Figura 52, quando $x=0$, tem-se que $V(0,\omega)=V_R$. Logo, de acordo com as equações (68) e (69), tem-se:

$$V_R = A_1 + A_2 \quad (72)$$

$$I_R = \frac{1}{Z_c} [A_1 - A_2] \quad (73)$$

A solução para o sistema das Equações (72) e (73) fornece:

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} \quad (74)$$

$$A_2 = \frac{V_R - I_R Z_c}{2} \quad (75)$$

Substituindo (74) e (75) nas Equações (68) e (69), tem-se:

$$V(x) = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} e^{x\gamma} + \frac{V_R - I_R Z_c}{2} e^{-x\gamma} \quad (76)$$

$$I(x) = \frac{V_R / Z_c + I_R}{2} e^{x\gamma} - \frac{V_R / Z_c - I_R}{2} e^{-x\gamma} \quad (77)$$

As equações (76) e (77) fornecem os valores eficazes de tensão e corrente juntamente com seus ângulos de fase em cada ponto x ao longo do comprimento de uma linha de transmissão a partir das condições do terminal receptor. As equações (76) e (77) também podem ser escritas na forma de equações hiperbólicas por meio das seguintes relações trigonométricas:

$$\cosh(\gamma x) = \frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \quad (78)$$

$$\sinh(\gamma x) = \frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \quad (79)$$

Desse modo, as equações (76) e (77) são expressas como:

$$V(x) = V_R \cosh(\gamma x) + I_R Z_c \sinh(\gamma x) \quad (80)$$

$$I(x) = I_R \cosh(\gamma x) + \frac{V_R}{Z_c} \sinh(\gamma x) \quad (81)$$

Os resultados provenientes das equações de corrente e tensão apresentadas podem ser obtidos no domínio do tempo mediante a aplicação das transformadas inversas de Fourier ou Laplace.

APÊNDICE B – Modelo de Linhas de Transmissão a Parâmetros Distribuídos

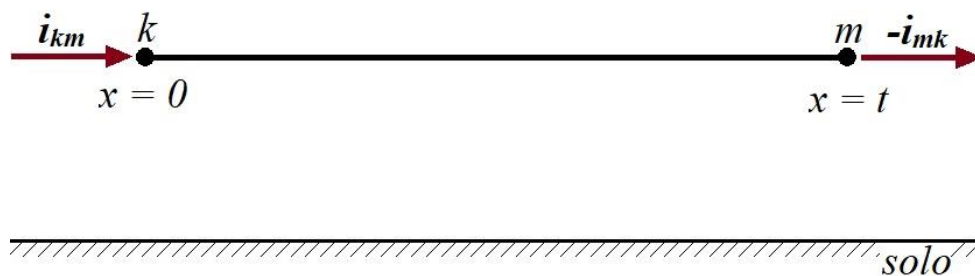
No Apêndice A apresenta-se o desenvolvimento das equações diferenciais de propagação de ondas em linhas de transmissão. A solução das equações no referido apêndice são então obtidas no domínio da frequência por meio da transformada de Laplace. Uma outra maneira de solucionar as equações se dá diretamente no domínio do tempo. Um dos grandes benefícios da solução das equações de propagação diretamente no domínio do tempo se dá pela possibilidade do uso de métodos numéricos para esse fim. Tais métodos podem ser implementados por meio de algoritmos computacionais em qualquer linguagem de programação. Dessa forma, torna-se possível a modelagem computacional de diferentes sistemas de transmissão de energia elétrica com resultados de alta confiabilidade.

B.1 O Modelo de Bergeron

Uma das soluções para as equações de propagação de ondas calculada diretamente no domínio do tempo foi proposta por H. W. Dommel, baseado no Modelo de Bergeron (DOMMEL, 1969). Esse modelo foi inicialmente desenvolvido para linhas ideais. Posteriormente o modelo foi sendo aperfeiçoado, levando em conta as perdas a dependência dos parâmetros com a frequência (MAMIS, 2010).

Inicialmente, considera-se uma linha de transmissão sem perdas como mostrado na Figura 53.

Figura 53 – Linha de transmissão sem perdas.



Fonte: próprio autor.

Para uma linha sem perdas, as equações de propagação de ondas em linhas de transmissão tornam-se:

$$-\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \quad (82)$$

$$-\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (83)$$

As soluções para as equações diferenciais (82) e (83) são dadas por:

$$i(x,t) = f_1(x - c_0 t) + f_2(x + c_0 t) \quad (84)$$

$$V(x,t) = Z_c f_1(x - c_0 t) - Z_c f_2(x + c_0 t) \quad (85)$$

Nas equações (84) e (85), c_0 é a velocidade de propagação das ondas, que é aproximadamente a velocidade da luz. Sua fórmula para uma linha sem perdas é dada por:

$$c_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (86)$$

Fazendo a multiplicação de (84) por Z_c e somando o resultado com (85), obtém-se:

$$V(x,t) + Z_c i(x,t) = 2 Z_c f_1(x - c_0 t) \quad (87)$$

Fazendo a multiplicação de (84) por Z_c e subtraindo o resultado de (85), obtém-se:

$$V(x,t) - Z_c i(x,t) = -2 Z_c f_2(x + c_0 t) \quad (88)$$

As ondas de tensão e corrente propagam-se pela linha de transmissão com velocidade c_0 , com movimentos progressivos e retrógrados, descritos pelas Equações (89) e (90) respectivamente.

$$x - c_0 t = 0 \quad (89)$$

$$x + c_0 t = d \quad (90)$$

Com base na Equação (87), considera-se um observador imaginário que viaja progressivamente ao longo de uma linha de comprimento d com a mesma velocidade de propagação c_0 . Para esse observador imaginário $(x - c_0 t)$ e, conseqüentemente, $(V + Z_c i)$ são constantes. Considerando que o tempo que uma onda leva para se propagar de uma extremidade da linha até a extremidade oposta seja dado por:

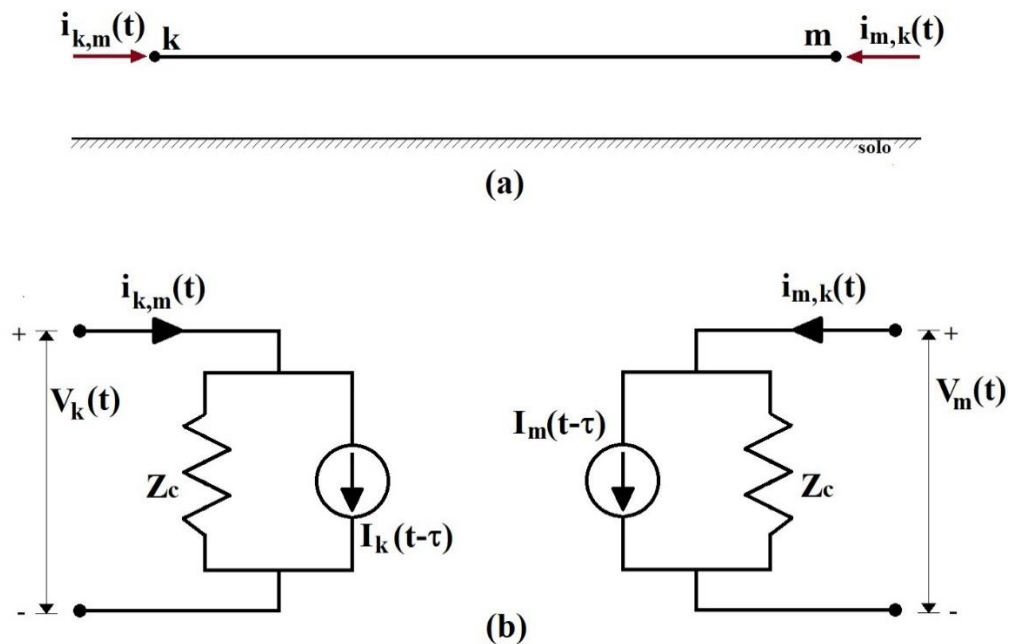
$$\tau = d\sqrt{LC} \quad (91)$$

Tem-se que a expressão $(V + Z_c i)$ encontrada pelo observador quando ele sai do nó m no tempo $t - \tau$ deve também ser a mesma de quando ele chega ao nó k , no tempo t , desse modo:

$$V_m(t - \tau) + Z_c i_{m,k}(t - \tau) = V_k(t) + Z_c (-i_{k,m}(t)) \quad (92)$$

A Equação (92) pode ser interpretada de acordo com o esquema mostrado pela Figura 54.

Figura 54 – (a) Linha de transmissão ideal. (b) Rede de impedâncias equivalentes.



Fonte: próprio autor.

Pela manipulação da Equação (92), chega-se às expressões das correntes mostradas na Figura 54:

$$i_{k,m}(t) = (1/Z_c)V_k(t) + I_k(t-\tau) \quad (93)$$

$$i_{m,k}(t) = (1/Z_c)V_m(t) + I_m(t-\tau) \quad (94)$$

As fontes $I_k(t-\tau)$ e $I_m(t-\tau)$ são denominadas *fontes de correntes históricas da linha*. Suas expressões são dadas por:

$$I_k(t-\tau) = -(1/Z_c)V_m(t-\tau) - i_{m,k}(t-\tau) \quad (95)$$

$$I_m(t-\tau) = -(1/Z_c)V_k(t-\tau) - i_{k,m}(t-\tau) \quad (96)$$

Através das expressões (95) a (96) é possível calcular as correntes e tensões da linha de transmissão diretamente no domínio do tempo. Esse método se mostra simples devido ao fato de que as perdas da linha de transmissão são desconsideradas.

Uma maneira de levar as perdas em consideração consiste em adicionar resistências de dimensões concentradas em ambos os terminais do modelo de linha apresentado pela Figura 54b, definidas como:

$$R = R' \frac{\text{Comprimento total}}{\text{número de secções}} \quad (97)$$

Sendo R' o parâmetro da resistência por unidade de comprimento da linha de transmissão.

A linha de transmissão pode ser dividida em quantas secções forem necessárias e conectadas em série (DOMMEL, 1969). Sendo assim, as resistências concentradas devem ser posicionadas nos terminais da linha com um quarto do valor total e entre as secções com metade da resistência total. No quadripolo da Figura 54b impedância Z_c será substituída por uma impedância Z'_c , definida por:

$$Z'_c = Z_c + \frac{R}{4} \quad (98)$$

As correntes históricas nesse caso serão determinadas por (DOMMEL, 1987; MAMIS, 2010):

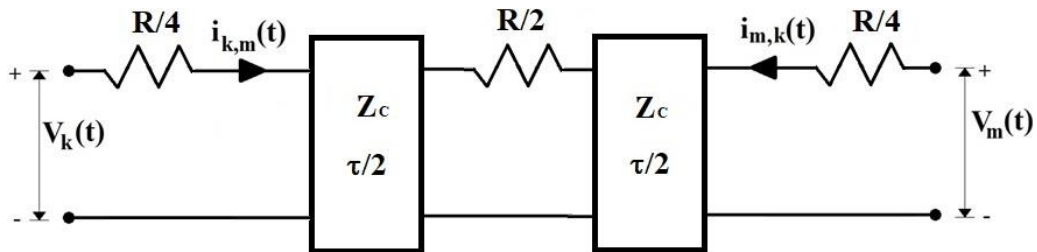
$$I_k(t - \tau) = \left(\frac{1+h}{2}\right) \left[\left(-\frac{1}{Z'_c}\right) v_m(t - \tau) - h i_{mk}(t - \tau) \right] + \left(\frac{1-h}{2}\right) \left[\left(-\frac{1}{Z'_c}\right) v_k(t - \tau) - h i_{km}(t - \tau) \right] \quad (99)$$

$$I_m(t - \tau) = \left(\frac{1+h}{2}\right) \left[\left(-\frac{1}{Z'_c}\right) v_k(t - \tau) - h i_{km}(t - \tau) \right] + \left(\frac{1-h}{2}\right) \left[\left(-\frac{1}{Z'_c}\right) v_m(t - \tau) - h i_{mk}(t - \tau) \right] \quad (100)$$

Onde $h = (Z_c - R/4) / (Z_c + R/4)$. A adição de resistências concentradas entre os elementos de linha pode ser feita desde que $R \ll Z_c$ (DOMMEL, 1987).

A Figura 55 representa o modelo de impedâncias simplificado para o caso de uma linha de transmissão distribuída em vários segmentos.

Figura 55 – Modelo simplificado de Bergeron com inclusão de resistências concentradas para várias secções de linha.



Fonte: próprio autor.

Por meio da divisão da linha de transmissão em várias secções como mostrado pela Figura 55 é possível analisar o comportamento das formas de onda de tensão e corrente em quaisquer pontos ao longo da estrutura. Contudo, o método é aplicável apenas em linhas monofásicas. Desse modo, para viabilizar a análise de linhas de transmissão trifásicas, faz-se necessária a decomposição da referida linha em componentes modais (BUDNER, 1970).

APÊNDICE C – Linhas de Transmissão de Meio Comprimento de Onda

O comportamento dos níveis de tensão e corrente ao longo de condutores de eletricidade não é uniforme, este fenômeno se torna mais perceptível em condutores que cobrem grandes distâncias. A variação nos valores eficazes de tensão e corrente é causada devido à natureza distribuída dos parâmetros elétricos de linhas de transmissão. Um impacto negativo dessa característica está relacionado com o efeito Ferranti (FUCHS, 1977). Alguns estudos, no entanto, objetivam desenvolver linhas com meio comprimento de onda como uma alternativa mais vantajosa para a transmissão de energia em longas distâncias (GOMES; DA SILVA; TAVARES, 2013). Neste capítulo serão abordados conceitos básicos e características de linhas de transmissão de meio comprimento de onda com base nas equações hiperbólicas apresentadas no Apêndice A.

C.1 Relações fundamentais de comprimento de onda e comprimento elétrico em linhas de transmissão

O comprimento de onda é definido como a distância física entre dois pontos cujo defasamento angular de um sinal senoidal seja 2π rad. Sua expressão é dada por (STEVENSON, 1986):

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \quad (101)$$

Sendo que β é a constante de fase, definida por (FUCHS, 1977):

$$\beta = \omega\sqrt{LC} \quad (102)$$

Como:

$$\omega = 2\pi f \quad (103)$$

Então, tem-se:

$$\lambda = \frac{1}{f\sqrt{LC}} \quad (104)$$

O valor do comprimento de onda na Equação (104) pode ser expresso em função da velocidade de propagação de ondas como segue:

$$\lambda = \frac{c_0}{f} \quad (105)$$

Vale salientar que a expressão da velocidade de propagação de ondas utilizada não considera as perdas ôhmicas e pelo dielétrico da linha de transmissão.

O comprimento de onda diz respeito a uma grandeza com dimensão de comprimento físico, medida em quilômetros ou submúltiplos. Também faz-se necessária a definição da variável Θ , que se refere ao comprimento elétrico da linha de transmissão, uma grandeza angular que relaciona o comprimento d da linha com o comprimento de onda. Sua expressão é dada por:

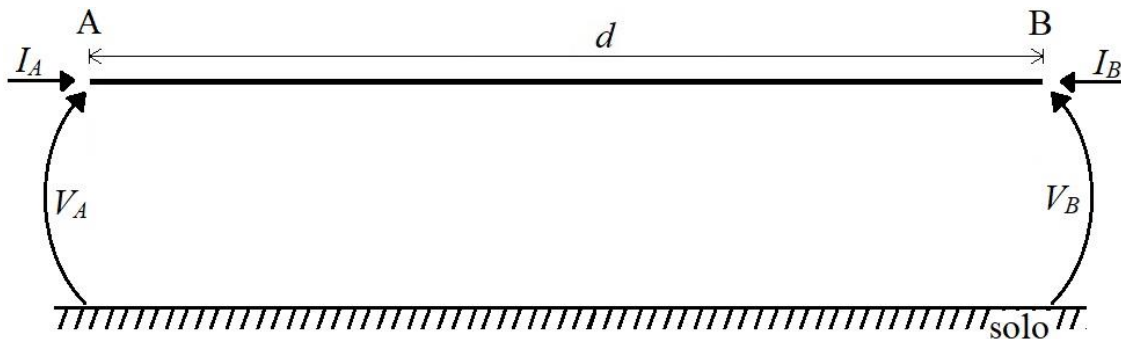
$$\Theta = \beta d \quad (106)$$

Sendo d o comprimento da linha em km. O valor $\Theta = \pi$ corresponde a exatamente meio comprimento elétrico de onda. O comprimento elétrico está diretamente relacionado à variação de amplitudes das ondas de tensão e corrente ao longo de uma linha de transmissão, como será demonstrado após a apresentação da linha monofásica a ser estudada.

C.2 Equações Hiperbólicas Aplicadas a Linhas de Meio Comprimento de Onda

Considera-se uma linha de transmissão genérica de comprimento d com representações fasoriais das tensões e correntes nos terminais, como apresentado na Figura 56.

Figura 56 – Linha de transmissão genérica de comprimento d com representação fasorial.



Fonte: próprio autor.

Considera-se também que a referida linha seja alimentada por uma fonte de tensão senoidal, com valor eficaz 1 p.u. As tensões e correntes dos terminais da linha apresentada pela Figura 56 podem ser calculadas através das equações hiperbólicas das linhas de transmissão (BUDNER, 1970):

$$V_A = V_B \cosh(\gamma d) - I_B Z_C \sinh(\gamma d) \quad (107)$$

$$I_A = -I_B \cosh(\gamma d) + \frac{V_B}{Z_C} \sinh(\gamma d) \quad (108)$$

Sendo Z_C a impedância natural da linha. Aplica-se então a condição de que a linha em questão tenha meio comprimento elétrico de onda, isto é:

$$\Theta = \pi \quad (109)$$

Ao mesmo tempo, considera-se um comprimento físico d_m correspondente a meio comprimento elétrico de onda. Substituindo o valor de Θ na Equação (106), tem-se:

$$d_m = \frac{\pi}{\beta} \quad (110)$$

Com beta sendo definido pela Equação (102). Desse modo, tem-se:

$$d_m = \frac{\pi}{\omega \sqrt{LC}} \quad (111)$$

Considera-se a constante de propagação γ , a qual em uma linha sem perdas é definida por:

$$\gamma = j\omega \sqrt{LC} \quad (112)$$

Multiplicando (111) por (112), tem-se:

$$\gamma d_m = j\pi \quad (113)$$

Desse modo, as equações hiperbólicas para linhas com meio comprimento de onda tomam a forma:

$$V_A = V_B \cosh(j\pi) - I_B Z_C \sinh(j\pi) \quad (114)$$

$$I_A = -I_B \cosh(j\pi) + \frac{V_B}{Z_C} \sinh(j\pi) \quad (115)$$

Como:

$$\sinh(j\pi) \cong 0$$

$$\cosh(j\pi) = -1$$

Então, a relação entre tensões e correntes nos terminais de uma linha com meio comprimento resulta em:

$$V_A = -V_B \quad (116)$$

$$I_A = I_B \quad (117)$$

As análises de tensão ao longo do comprimento de uma linha de transmissão podem ser realizadas em função da potência característica, definida por:

$$P_C = \frac{V_n^2}{Z_C} \quad (118)$$

Sendo que V_n é a tensão nominal da linha de transmissão, utilizada como base nos cálculos de tensões por unidade. Nos cálculos por unidade de correntes, utiliza-se como base o valor da corrente característica, definida por:

$$I_C = \frac{P_C}{V_n} \quad (119)$$

Considera-se então a potência da carga, dada por:

$$P = \frac{V_B^2}{Z_{carga}} \quad (120)$$

Isolando a variável de impedância da carga, tem-se:

$$Z_{carga} = \frac{V_B^2}{P} \quad (121)$$

A corrente do terminal receptor pode ser substituída pela relação:

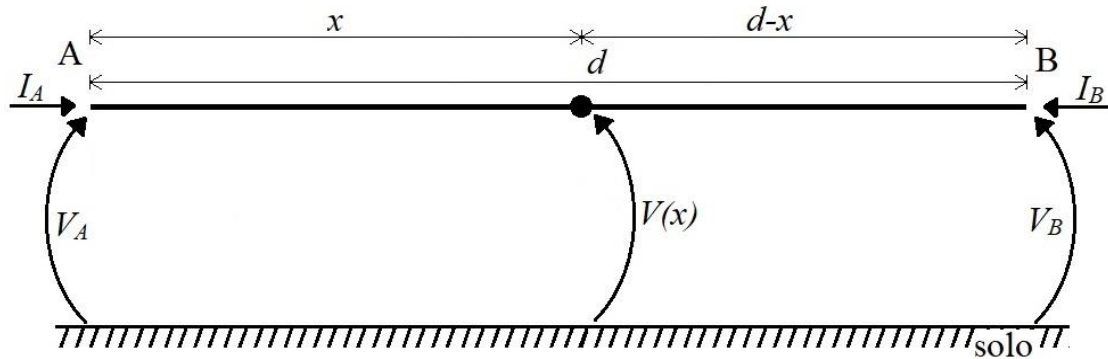
$$I_B = \frac{V_B}{Z_{carga}} \quad (122)$$

Fazendo (120) em (122), chega-se a:

$$I_B = \frac{P}{V_B} \quad (123)$$

Para o cálculo dos valores de tensão e corrente em qualquer ponto de uma linha de transmissão a partir das equações (114) e (115), considera-se inicialmente a linha da Figura 56. O desenvolvimento das equações hiperbólicas pressupõe o terminal receptor como referência para o eixo x da distância. Sendo assim, seja $V(x)$ a tensão em um ponto da linha cuja distância do terminal emissor seja $d-x$, como mostrado pela Figura 57.

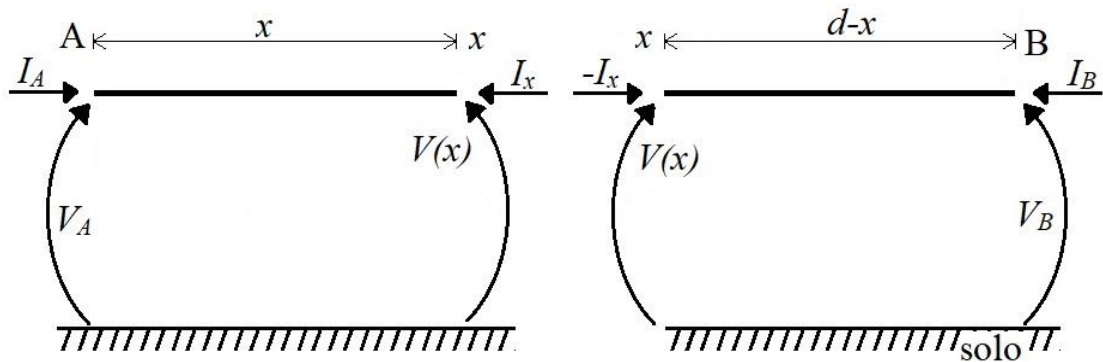
Figura 57 – Linha de transmissão de comprimento d com representação fasorial e presença de ponto x genérico.



Fonte: próprio autor.

A linha de transmissão mostrada na Figura 57 pode ser dividida em duas, como apresentado pela Figura 58.

Figura 58 – Linha de transmissão de comprimento d representada por dois segmentos.



Fonte: próprio autor.

A partir das equações (114) e (115) obtém-se as equações para ambas as linhas após o desmembramento:

$$V_A = V_x \cosh(\gamma x) - I_x Z_C \sinh(\gamma x) \quad (124)$$

$$I_A = -I_B \cosh(\gamma x) + \frac{V_B}{Z_C} \sinh(\gamma x) \quad (125)$$

$$V_x = V_B \cosh(\gamma(d - x)) - I_B Z_C \sinh(\gamma(d - x)) \quad (126)$$

$$I_x = -I_B \cosh(\gamma(d - x)) + \frac{V_B}{Z_C} \sinh(\gamma(d - x)) \quad (127)$$

As equações (126) e (127) possibilitam o cálculo dos fasores de tensões e correntes em qualquer ponto ao longo de uma linha de transmissão de comprimento d . Desde que sejam conhecidos os valores de tensão e corrente no terminal receptor.

O estudo apresentado nesta dissertação aborda a questão das sobretensões ao longo da linha recapitada por injeção de tensão de terceira harmônica. O fenômeno da referida elevação de tensão pode ser explicado pelo perfil de tensão de uma linha com meio comprimento de onda; para tanto, utiliza-se a Equação (126). De modo a tornar a análise mais ilustrativa, utiliza-se a equação (123) para deixar (126) em função da potência da carga. Também torna-se mais conveniente para este estudo a representação em módulo das tensões. A equação resultante, utilizada para o levantamento do perfil de tensão toma forma:

$$|V_x| = \left| V_B \cosh(\gamma(d - x)) - \frac{P}{V_B} Z_C \sinh(\gamma(d - x)) \right| \quad (128)$$

Onde Z_c refere-se à impedância característica da linha, definida em uma linha sem perdas por:

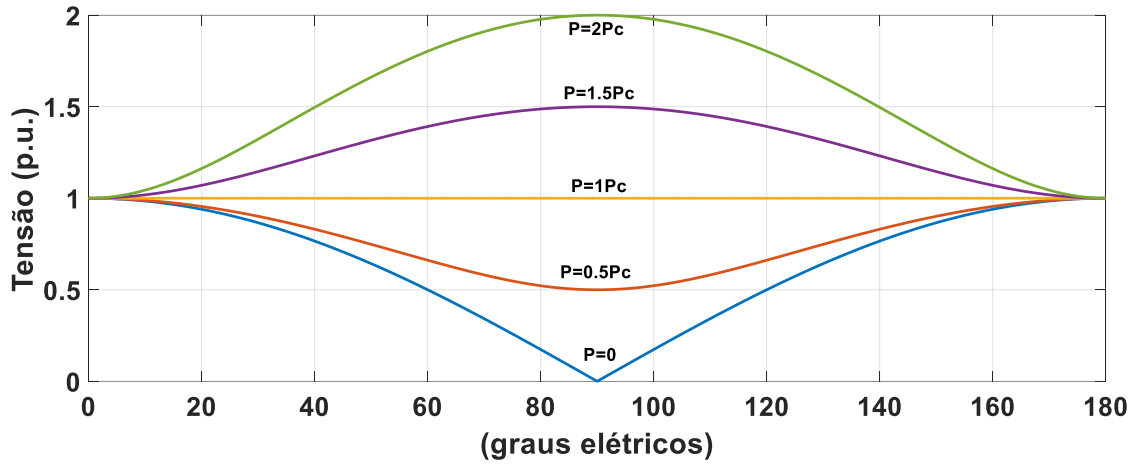
$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (129)$$

Para o levantamento do perfil de tensão sob diferentes valores de potência da carga, será utilizada uma linha de transmissão monofásica genérica, de comprimento d equivalente a meio comprimento de onda. Os parâmetros da referida linha são: $L=1,35$ mH/km e $C=8,45$ nF/km (FUCHS, 1977). Considera-se também uma fonte de alimentação senoidal com valor eficaz $V_A=1$ p.u.; consequentemente, $V_B=-1$ p.u., como apresentado em (116). Foi plotado diferentes gráficos do valor eficaz da tensão de fase em função da distância do gerador medida em comprimento elétrico. As curvas obtidas para diferentes valores de potência são apresentadas pela Figura 59.

A Figura 59 mostra que em uma linha de transmissão cujo comprimento equivale a meio comprimento elétrico de onda, o valor eficaz de tensão possui comportamento característico no ponto médio da estrutura. Esse comportamento é verificado de maneira mais acentuada à medida que a potência da carga difere da potência característica da linha de transmissão. Vale ressaltar que sobretensões ocorrem no meio da linha quando a carga apresenta valores de potência superiores à

potência característica. Esse aumento de tensão torna-se mais acentuado à medida que a potência na carga apresenta valores superiores ou a característica da carga tenda a um curto-circuito.

Figura 59 – Tensão de pico em função da distância do gerador dada em graus elétricos.



Fonte: Próprio autor.

O caso do curto-circuito deve ser analisado de maneira particular. Considera-se, para um curto-circuito franco fase-terra, $V_B=0$. Desse modo, o módulo da Equação (114) torna-se:

$$|V_A| = |-I_B Z_C \sinh(\gamma d)| \quad (130)$$

O valor da corrente no terminal receptor em curto-circuito pode ser calculada pela Equação (130) através do rearranjo dos membros:

$$|I_B| = \left| -\frac{V_A}{Z_C \sinh(\gamma d)} \right| \quad (131)$$

Em seguida, o valor de I_B pode ser utilizado na Equação (126) para o levantamento do perfil de tensão da linha. A Equação (126) com $V_B=0$ fica:

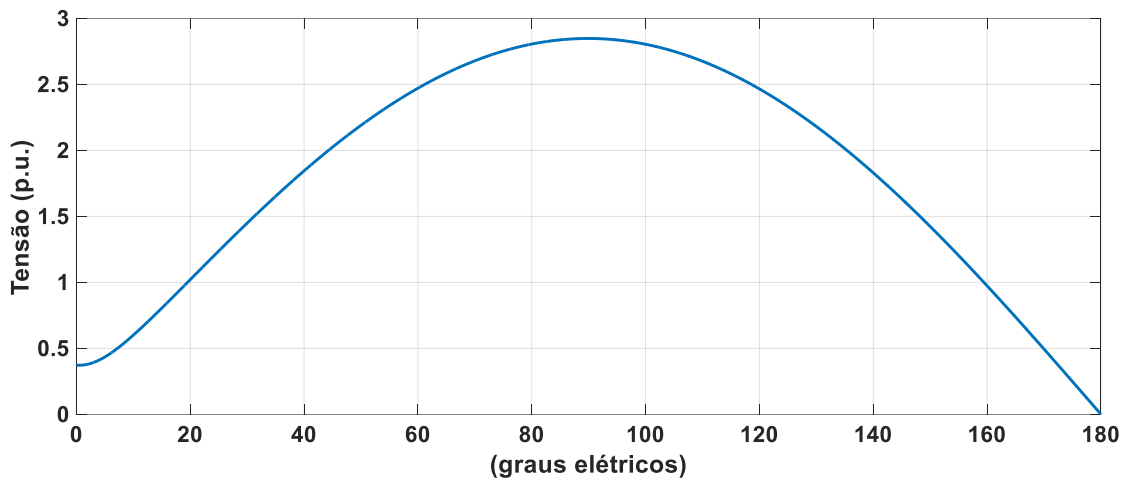
$$|V_x| = |-I_B Z_C \sinh(\gamma(d-x))| \quad (132)$$

De acordo com a Equação (114), demonstrada anteriormente, o argumento do seno hiperbólico de uma linha sem perdas com meio comprimento de onda é $\gamma d = j\pi$. Consequentemente, o valor do seno hiperbólico é próximo de zero, isso implica que a corrente de curto-circuito I_B apresenta valores que podem ser considerados infinitos sob o ponto de vista analítico. Por essa

razão, foi adotado $I_B=3$ p.u., que representa um valor típico de corrente de curto-circuito (SOUZA, 2011).

A Figura 60 mostra o comportamento da tensão de fase eficaz ao longo da linha com terminal receptor em curto circuito.

Figura 60 – Perfil de tensão de uma linha de meio comprimento de onda com terminal receptor em curto-circuito.



Fonte: próprio autor.

Nota-se que, neste caso, a tensão nos terminais difere de 1 p.u., diferentemente do caso apresentado pela Figura 59 para quando se utiliza carga em potencias elevadas. Além disso, o valor da tensão máxima, que ocorre no meio da linha, é diretamente proporcional ao valor da corrente que flui através do curto-circuito. Haja vista que, o valor da impedância característica é constante; o seno hiperbólico no ponto médio de uma linha com meio comprimento de onda tem valor em modulo:

$$|\sinh(j\pi/2)| = 1 \quad (133)$$

O valor utilizado para a corrente I_B foi um valor genérico propriamente dito, adotado como 3 p.u.; em linhas convencionais esse valor pode chegar até cerca de 8 p.u. (SOUZA, 2011).

O comprimento de onda está diretamente relacionado com a frequência de operação da linha de transmissão, como pode ser constatado na Equação (104). Uma relação entre comprimento da linha e comprimento elétrico pode ser obtida pela combinação das equações (102) e (106). A expressão resultante é dada por:

$$d = \frac{\Theta}{2\pi f \sqrt{LC}} \quad (134)$$

Com base na Equação (134) foi montada a Tabela 1, que relaciona comprimento físico com alguns valores de comprimento elétrico em linhas de transmissão com diferentes frequências de operação e parâmetros idênticos.

Tabela 1 – Relação entre comprimentos físicos e elétricos de uma linha de transmissão em diversas frequências.

Frequência de Operação [Hz]	Comprimento Físico Equivalente [km]			
	90° elétricos	180° elétricos	270° elétricos	360° elétricos
60	1235	2469	3704	4939
180	412	823	1235	1646
300	247	494	741	988
540	137	274	412	549

Fonte: próprio autor.

De acordo com a Tabela 1, para uma frequência de 60 Hz, o comprimento equivalente a 180 graus elétricos é de 2469 km. Com os mesmos parâmetros, para uma frequência de 180 Hz, o comprimento equivalente a 180 graus elétricos é de 823 km. Esse fato indica que o problema da variação de tensão que ocorre em linhas de cerca de 2500 km com frequência de 60 Hz pode ocorrer em linhas mais curtas quando uma frequência de valor superior é utilizada.

C.3 Considerações Finais

Este apêndice destaca o comportamento que o pico da tensão de fase sofre ao longo de uma linha de transmissão com meio comprimento de onda sob diferentes condições de carregamento. Os gráficos foram plotados a partir do módulo da equação de tensão deduzida no Apêndice A aplicada à condição de linhas com meio comprimento de onda.

De acordo com a Tabela 1, linhas de transmissão convencionais de meio comprimento de onda a 60 Hz possuem cerca de 2500 km de extensão. Em linhas desse tipo, é feita compensação reativa para mitigar o problema de sobretensões (FUCHS, 1977). Também de acordo com a Tabela 1, o problema de sobretensão de linhas convencionais longas pode ocorrer em linhas mais curtas quando se utiliza fonte de tensão com frequências superiores.

A teoria apresentada neste apêndice serve como base para o estudo da componente de tensão de terceira harmônica, que é utilizada no método de recapacitação estudado no presente trabalho.