

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

REBECA CHIANCA SOARES

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DO PERFIL TRIFÁSICO DE TENSÃO DE
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATIVOS VIA ALGORITMO DE PASSO ÚNICO

CURITIBA

2022

REBECA CHIANCA SOARES

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DO PERFIL TRIFÁSICO DE TENSÃO
DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATIVOS VIA ALGORITMO DE PASSO ÚNICO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli

Coorientadora: Prof^a. Dr^a Elizete Maria Lourenço

CURITIBA

2022

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
SISTEMA DE BIBLIOTECAS – BIBLIOTECA CIÊNCIA E TECNOLOGIA

Soares, Rebeca Chianca.

Metodologia para determinação do perfil trifásico de tensão de sistemas de distribuição ativos via algoritmo de passo único. / Rebeca Chianca Soares. – Curitiba, 2022.

1 recurso on-line : PDF.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli.

Coorientadora: Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço.

1. Engenharia elétrica 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia elétrica - Distribuição. 4. Energia elétrica - Produção. I. Tortelli, Odilon Luís. II. Lourenço, Elizete Maria. III. Universidade Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Bibliotecário: Nilson Carlos Vieira Júnior CRB-9/1797



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **REBECA CHIANCA SOARES** intitulada: **METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DO PERFIL TRIFÁSICO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ATIVOS VIA ALGORITMO DE PASSO ÚNICO**, sob orientação do Prof. Dr. ODILON LUIS TORTELLI, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa. A outorga do título de mestra está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 28 de Julho de 2022.

Assinatura Eletrônica
29/07/2022 09:48:01.0
ODILON LUIS TORTELLI
Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica
29/07/2022 09:51:37.0
ALEXANDRE RASI AOKI
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
29/07/2022 10:21:15.0
RICARDO SCHUMACHER
Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica
29/07/2022 11:47:39.0
NASTASHA SALAME DA SILVA
Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADECIMENTOS

À Deus, sem Ele, eu não chegaria aqui.

Ao meu orientador, agradeço por toda paciência e compreensão. Seus ensinamentos, sugestões e incentivos foram fundamentais para que eu pudesse concluir este trabalho.

À minha família, por todo apoio e confiança, que não mediram esforços para que fosse capaz de estar nesta etapa da minha vida.

À família em Cristo, que fez parte da minha formação, direta e indiretamente. Minha sincera gratidão.

Aos amigos que a pós me deu, agradeço por todo incentivo e ajuda. Amigos que vou levar para toda a vida.

RESUMO

As redes de distribuição de energia têm sido impactadas pelo avanço da descentralização da geração de energia, motivado pelo aumento da disseminação de unidades de geração de pequeno porte conectadas à rede. Além da crescente participação da Geração Distribuída, é notável que os sistemas são influenciados por novas tecnologias de automação, exigindo um contínuo aperfeiçoamento de ferramentas computacionais para apoiar o planejamento do sistema elétrico. Nesse sentido, este trabalho tem como objetivo propor uma ferramenta computacional orientada para determinar, com precisão, a magnitude das tensões nodais trifásicas de redes de distribuição, num único passo de cálculo. A proposta está alicerçada na utilização da técnica de normalização complexa por unidade, que se mostra robusta para apoiar estudos de redes ativas de distribuição. Tal técnica permite adequar o ângulo-base da rede, aproximando o sistema a um circuito em corrente contínua equivalente, possibilitando assim uma abordagem análoga ao relevante papel desempenhado pelo Fluxo de Potência Linearizado nos estudos de sistemas de transmissão. A metodologia proposta permite a representação do efeito de dispositivos de controle de tensão, além de ser efetiva para a avaliação de redes ativas de distribuição em qualquer configuração topológica, desde os tradicionais alimentadores radiais, operação em anel ou mesmo arranjos malhados e microrredes. Convém ressaltar que a flexibilidade para a avaliação de diferentes arranjos topológicos, visando uma operação segura e eficiente, é indispensável para o planejamento de redes com elevada participação de fontes intermitentes e distribuídas de energia, cada vez mais presentes nos modernos arranjos de distribuição. Resultados de simulações considerando a representação trifásica de alimentadores de distribuição de 22 e 141 barras com diferentes condições operacionais, incluindo a participação de unidades de geração distribuída e barras de tensão controlada, são apresentados para demonstrar a precisão do algoritmo proposto na obtenção do perfil de tensão em uma única etapa de cálculo.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição; Geração Distribuída; Planejamento de Redes de Distribuição; Perfil de Tensão Trifásico; Normalização Complexa.

ABSTRACT

Energy distribution networks have been impacted by advance of decentralization of energy generation, motivated by increase in spread of small generation units connected to grid. In addition to the growing participation of Distributed Generation, it is notable that systems are influenced by new automation technologies, requiring a continuous improvement of computational tools to support the electrical system planning. In this context, this work aims to propose a computational tool focused on to determine three-phase magnitude of nodal voltages of distribution grids with high precision, in a single calculation step. The proposal is based on a use of the complex per unit normalization (*cpu*) technique which proves to be robust to support studies of active distribution networks. This technique allows adapting the base angle of network, bringing the system closer to an equivalent direct current circuit, enabling an analogous approach to techniques applying in DC Power Flow Method for studies of transmission systems. The proposed methodology allows a representation of the effect of voltage control devices and it demonstrates to being effective for evaluation of active distribution networks in any topological configuration, from traditional radial feeders, ring system or even meshed and microgrid arrangements. It is worth mentioning that flexibility for the evaluation of different topological arrangements aiming at a safe and efficient operation is essential for planning of networks with high participation of intermittent and distributed energy sources, increasingly present in modern distribution arrangements. Simulation results considering three-phase representation of 22 and 141-bar distribution feeders of different dimensions and operating conditions, including participation of distributed generation units and controlled voltage bus are presented to demonstrate high precision of this proposed algorithm in obtaining voltage profile in a single calculation step.

Keywords: Distribution Systems; Distributed Generation; Distribution Grids Planning; Three-phase Voltage Profile; Complex Normalization.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - EXEMPLO DE SD (REDE PASSIVA).....	17
FIGURA 2 - EXEMPLO DE SD (REDE ATIVA).....	17
FIGURA 3 - SISTEMA TRADICIONAL VERSUS SMART GRIDS	23
FIGURA 4 - ANALOGIA COM A LEI DE OHM EM CIRCUITOS CC.....	38
FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO DO CIRCUITO APÓS A APLICAÇÃO DA ANALOGIA.....	38
FIGURA 6 - NORMALIZAÇÃO COMPLEXA DA IMPEDÂNCIA DE LINHA	41
FIGURA 7 - NORMALIZAÇÃO COMPLEXA DO PARÂMETRO DE POTÊNCIA	41
FIGURA 8 - ACOPLAMENTO CARACTERÍSTICO E FPCC.....	42
FIGURA 9 - REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO.....	44
FIGURA 10 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO EM REPRESENTAÇÃO UNIFILAR	48
FIGURA 11 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO EM REPRESENTAÇÃO TRIFILAR.....	49
FIGURA 12 - MODELO PI DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO GENÉRICO	50
FIGURA 13 - MODELO PI DE UMA LINHA REPRESENTADO NA FORMA TRIFÁSICA	50
FIGURA 14 - REPRESENTAÇÃO DA LINHA NORMALIZADA VIA CPU	51
FIGURA 15 - FLUXOGRAMA DA DETERMINAÇÃO DA TENSÃO VIA METODOLOGIA PROPOSTA.....	53
FIGURA 16 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 22 BARRAS	56
FIGURA 17 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS	69

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	25
GRÁFICO 2 - CENÁRIO A - TOPOLOGIA RADIAL ORIGINAL (22 BARRAS).....	59
GRÁFICO 3 - CENÁRIO B - INSERÇÃO DE GDS (22 BARRAS).....	61
GRÁFICO 4 - CENÁRIO C - RAMOS CHAVEÁVEIS FECHADOS (22 BARRAS)....	63
GRÁFICO 5 - CENÁRIO D - PRESENÇA DE CARGAS MONOFÁSICAS (22 BARRAS).....	65
GRÁFICO 6 - CENÁRIO E - INSERÇÃO DE CONTROLADOR DE TENSÃO (22 BARRAS).....	67
GRÁFICO 7 - CENÁRIO F - TOPOLOGIA RADIAL ORIGINAL (141 BARRAS).....	72
GRÁFICO 8 - CENÁRIO G - INSERÇÃO DE GDS (141 BARRAS).....	74
GRÁFICO 9 - CENÁRIO H - RAMOS CHAVEÁVEIS FECHADOS (141 BARRAS)..	76
GRÁFICO 10 - CENÁRIO I - INSERÇÃO DE CONTROLADORES DE TENSÃO (141 BARRAS).....	78

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – COMPARAÇÃO ENTRE CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	32
TABELA 2 - COMPARAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES DO FPCC E DO CIRCUITO CC.....	38
TABELA 3 - COMPARAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES DA CPU EM SD E DO FPCC	43
TABELA 4 - ESQUEMA DA APLICAÇÃO DO MÉTODO PARA O SISTEMA DE 22 BARRAS	57
TABELA 5 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO A) DO SISTEMA DE 22 BARRAS	58
TABELA 6 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO B) DO SISTEMA DE 22 BARRAS	60
TABELA 7 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO C) DO SISTEMA DE 22 BARRAS	62
TABELA 8 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO D) DO SISTEMA DE 22 BARRAS	64
TABELA 9 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO E) DO SISTEMA DE 22 BARRAS	66
TABELA 10 – ERROS ABSOLUTOS MÁXIMOS PARA O CASO DE 22 BARRAS ..	68
TABELA 11 - ESQUEMA DA APLICAÇÃO DO MÉTODO PARA O SISTEMA DE 141 BARRAS	70
TABELA 12 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO F) DO SISTEMA DE 141 BARRAS	71
TABELA 13 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO G) DO SISTEMA DE 141 BARRAS	73
TABELA 14 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO H) DO SISTEMA DE 141 BARRAS	75
TABELA 15 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO I) DO SISTEMA DE 141 BARRAS	77
TABELA 16 – ERROS ABSOLUTOS MÁXIMOS PARA O CASO DE 141 BARRAS	79
TABELA 17 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE DE 22 BARRAS	88
TABELA 18 - DADOS DE BARRA DO SISTEMA IEEE DE 22 BARRAS.....	89

TABELA 19 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE DE 141 BARRAS	90
TABELA 20 - DADOS DE BARRA DO SISTEMA IEEE DE 141 BARRAS.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>cpu</i>	- Normalização Complexa por Unidade
D-FACTS	- <i>Distributed Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FP	- Fluxo de Potência
FPCC	- Método de Fluxo de Potência CC
GD	- Geração Distribuída
LACLF	- <i>Linearized AC Load Flow</i>
NR	- Newton-Raphson
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição
SD	- Sistema de Distribuição
SG	- <i>Smart Grid</i>
SVC	- <i>Static Var Compensator</i>
STATCOM	- <i>Static Synchronous Compensator</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

θ_{km}	- Diferença angular entre o barramento k e m
P e θ	- Potência ativa e ângulo de tensão
P e V	- Potência ativa e magnitude de tensão
$\cos\theta_{km}$	- Cosseno do ângulo de fase da linha km
$\sen\theta_{km}$	- Seno do ângulo de fase da linha km
g_{km}	- Condutância série da linha km
b_{km}	- Susceptância série da linha km
G_{km}	- Valores matriciais relativos à condutância
B_{km}	- Valores matriciais relativos à susceptância
P_{cpu} e Q_{cpu}	- Potência ativa e reativa em cpu
P_{km} e Q_{km}	- Fluxo de potência ativa e reativa calculado na linha km
x_{km}	- Reatância em série equivalente simples
S_{base} , Z_{base} e V_{base}	- Base de potência, Impedância base e Tensão base
ϕ_{base}	- Ângulo da base de potência
R_{cpu} , X_{cpu} e S_{cpu}	- Resistência, reatância de linha e potência em cpu
X e R	- Reatância e resistência em pu
Z_{ik}	- Impedância entre barramentos i e k na forma trifásica
$Y_{ik,shunt}$	- Admitância entre barramentos i e k na forma trifásica
V_{ref}	- Vetor associado à tensão da barra de referência
G'	- Vetor das condutâncias associada à barra de referência
G''	- Vetor das condutâncias associada à barra V θ e PV
V_A	- Tensão da barra de referência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 CONTEXTO E JUSTIFICATIVA	17
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 Objetivo geral	19
1.2.2 Objetivos específicos.....	19
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	20
2 REVISÃO DE LITERATURA	21
2.1 INTRODUÇÃO	21
2.2 SMART GRIDS	21
2.2.1 Fatores de relevância das Smart Grids	22
2.2.2 Motivação das pesquisas sobre Smart Grids	24
2.3 RELAÇÃO ENTRE SMART GRID E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	25
2.4 MÉTODOS DE ANÁLISE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	26
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	29
3 ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DOS SISTEMAS DE ENERGIA	30
3.1 INTRODUÇÃO	30
3.2 ASPECTOS FUNDAMENTAIS DOS MÉTODOS DE ANÁLISE.....	30
3.3 APLICAÇÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	31
3.3.1 Característica trifásica no fluxo de potência em sistemas de distribuição	31
3.3.2 Abordagens de cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição	33
3.4 ABORDAGEM LINEARIZADA.....	35
3.5 NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE	39
3.6 DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO BASE.....	40
3.7 MÉTODO DE PASSO ÚNICO	42

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	45
4 METODOLOGIA PROPOSTA	47
4.1 INTRODUÇÃO	47
4.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM SISTEMAS TRIFÁSICOS	47
4.2.1 Representação trifásica das condutâncias e matrizes	48
4.2.2 Impacto de ramais e cargas mono e bifásicas nas redes de distribuição.....	54
4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	54
5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS	55
5.1 INTRODUÇÃO	55
5.2 RESULTADOS	55
5.2.1 Validação através do Sistema de Distribuição de 22 Barras	55
5.2.1.1 Cenário A - Topologia Radial Original	58
5.2.1.2 Cenário B – Inserção de GDs na Topologia Radial Original.....	60
5.2.1.3 Cenário C – Ramos Chaveáveis Fechados.....	62
5.2.1.4 Cenário D - Presença de Cargas Monofásicas (22 Barras).....	64
5.2.1.5 Cenário E - Inserção de Controladores de Tensão (22 Barras).....	66
5.2.1.6 Erros máximos encontrados via <i>cpu</i> para o sistema de 22 barras	68
5.2.2 VALIDAÇÃO ATRAVÉS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS.....	68
5.2.2.1 Cenário F - Topologia Radial Original (141 Barras).....	70
5.2.2.2 Cenário G - Topologia Radial Original Com Inserção De GD (141 Barras).....	73
5.2.2.3 Cenário H - Ramos Chaveáveis Fechados (141 Barras).....	75
5.2.2.4 Cenário I - Inserção De Controladores De Tensão (141 Barras).....	77
5.2.2.5 Erros máximos encontrados via <i>cpu</i> para o sistema de 141 barras	79
5.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	79
6 CONCLUSÕES	81

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	82
REFERÊNCIAS.....	83
ANEXO 1 – DADOS DE LINHA E BARRA DOS SISTEMAS TESTE DO IEEE.....	88

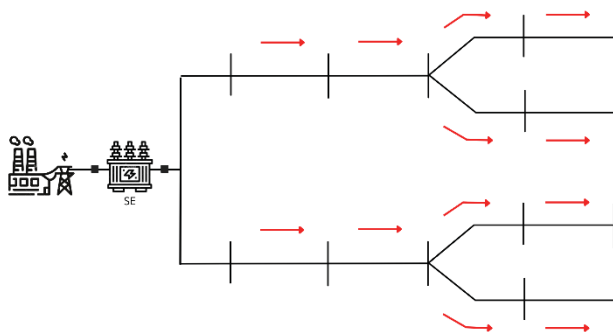
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E JUSTIFICATIVA

Expandir e adequar as tradicionais redes de distribuição de energia elétrica a fim de acomodar e viabilizar a crescente inclusão da geração distribuída constitui-se numa necessidade permanente dos sistemas elétricos modernos. A disseminação de unidades geradoras de pequeno porte conectadas à rede de distribuição amplia a diversificação energética e torna alimentadores tradicionalmente passivos em agentes ativos do sistema elétrico (FIGURAS 1 e 2).

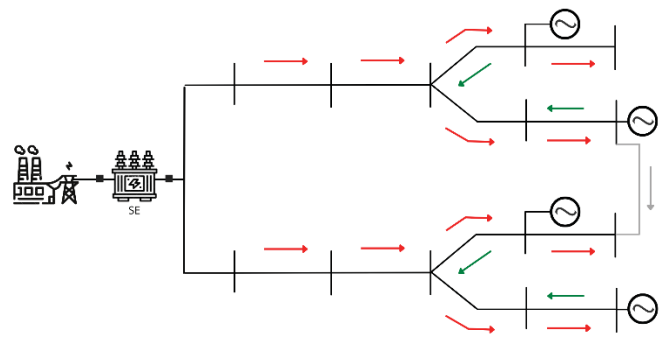
Aliado a isso, observa-se que os sistemas de distribuição (SD) são cada vez mais impactados por novas tecnologias de automação relacionadas ao conceito de Redes Inteligentes, que buscam proporcionar-lhes maior flexibilidade operacional e aumentar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica (WALLING et al., 2008). Tal cenário exige um contínuo aperfeiçoamento de modelos matemáticos e ferramentas computacionais para apoiar o planejamento e operação do sistema elétrico atual e futuro.

FIGURA 2 - EXEMPLO DE SD (REDE PASSIVA)



FONTE: A Autora (2022).

FIGURA 1 - EXEMPLO DE SD (REDE ATIVA)



FONTE: A Autora (2022).

Nesse sentido, em que a configuração das redes e filosofia de planejamento são modificados, o cálculo do fluxo de potência (FP), que surgiu nas décadas de 50 (WARD E HALE, 1956) e 60 (NESS E GRIFFIN, 1961) apresenta-se como um instrumento de análise indispensável por permitir avaliar o estado de operação da rede elétrica em diferentes condições topológicas e operativas. A abordagem linearizada do fluxo de potência, tradicionalmente conhecida como Método de Fluxo de Potência

CC (FPCC), é uma ferramenta consolidada para estudos de planejamento de sistemas de transmissão, sendo fundamental por seu baixo custo computacional e a garantia de solução, com adequada precisão, mesmo em cenários extremos.

Todavia, por ser baseada na característica de forte acoplamento $P-\theta$ (potência ativa e ângulo de tensão) verificada em sistemas de transmissão, esta ferramenta de análise não é aplicável a sistemas de distribuição. É possível observar, na transmissão, algumas características como: maior equilíbrio entre fases, permitindo uma representação unifilar, como também tensões elevadas e baixa relação entre resistência e reatância nos condutores, que resulta numa forte correlação entre potência ativa e ângulo de tensão (acoplamento entre $P-\theta$). Utilizam-se, nesses sistemas, como métodos de análise do fluxo de potência, soluções como Newton-Raphson (TINNEY E HART, 1967) e versões desacopladas.

Analisando historicamente, é possível notar que, nos estudos de fluxo de potência, empregavam-se majoritariamente o foco no sistema de transmissão. Remetendo-se a décadas anteriores à de 1950, aplicava-se ferramentas como *DC simulators*, que consistia em simulações da rede através de máquinas analógicas, na qual “cada componente do sistema é modelado por seu modelo físico reduzido ou por um modelo eletrônico. [...] No entanto, a extensão da representação da rede CA [corrente alternada] é limitada” (SMITH, ARRILLAGA, ARRILLAGA, 1998), motivando, posteriormente, a substituição por computadores e programas capazes de comportar a complexidade do sistema elétrico em expansão.

Com o passar do tempo e a evolução tanto do sistema elétrico como dos processos computacionais, houve a necessidade de aperfeiçoar métodos de análise para SDs. Há particularidades nestas redes elétricas que merecem ênfase, considerando o contexto das suas características inerentes e das ferramentas matemáticas apropriadas e adequadas a elas.

SDs, apresentam, em contrapartida ao que foi citado sobre a transmissão, um desequilíbrio mais visível entre fases, sendo necessária a representação multifilar, predominância de topologias radiais, tensões baixas (quando comparadas aos níveis observados na transmissão) e condutores com relação R/X mais elevada, conseqüentemente, uma mais forte correlação entre potência ativa e magnitude de tensão (acoplamento $P-V$ evidente). Os estudos aplicados aos SDs envolvendo análise do fluxo de potência se baseiam em ramificações dos métodos tradicionais e em métodos de varredura (SHIRMOHAMMADI ET AL., 1988) (CESPEDES, 1990).

É importante destacar que a magnitude de tensão é uma variável elétrica de grande interesse nos estudos envolvendo sistemas de distribuição, devido às características supracitadas. Considerando esse contexto, neste trabalho, apresenta-se uma ferramenta computacional orientada para determinar, com precisão, a magnitude das tensões nodais de redes de distribuição, num único passo de cálculo. Tais características a tornam um instrumento efetivo para apoiar estudos de planejamento e operação de redes de distribuição ativas, caracterizando-a como uma abordagem equivalente ao relevante papel desempenhado pelo FPCC nos estudos de sistemas de transmissão. São descritos, neste trabalho, as formulações e aproximações realizadas para que seja possível a aplicação da metodologia análoga ao FPCC, como também são consideradas, sendo o principal diferencial do trabalho, a abrangência das características típicas e transformações recentes nos SDs citadas nos primeiros parágrafos deste Capítulo.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Propor uma metodologia de cálculo para determinação do perfil de tensão que contemple, através da análise em regime permanente, a crescente inserção de fontes de geração distribuída e o efeito de dispositivos de controle avançados para as redes de distribuição de energia elétrica, e que possa apoiar o planejamento do sistema atual e futuro.

1.2.2 Objetivos específicos

- a) Avaliar o embasamento teórico sobre análise em regime permanente de sistemas ativos de distribuição;
- b) Propor uma metodologia de cálculo de passo único para a determinação do perfil de tensão de redes de distribuição ativas;
- c) Modelar a representação trifásica da rede de distribuição, permitindo a inclusão de cargas mono ou bifásicas;
- d) Implantar computacionalmente a metodologia;

- e) Analisar o impacto da inclusão de reguladores de tensão (e demais dispositivos de controle) e Geração Distribuída;
- f) Ratificar a metodologia através da comparação com técnicas existentes de análise em regime permanente, como também com testes em redes de diferentes dimensões e arranjos operativos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho foi dividido em seis capítulos, sendo o Capítulo 1 sobre a apresentação do contexto e justificativa, como também dos objetivos gerais e específicos. O Capítulo 2 apresenta a revisão da literatura que fundamentou e guiou os estudos e aplicação da metodologia. O Capítulo 3 trata do cenário da análise em regime permanente dos sistemas de energia, introduzindo aspectos dos métodos de análise, aplicações em sistemas desequilibrados e considerações sobre a abordagem linearizada. Também é discorrido sobre a aplicação da normalização complexa e a determinação do ângulo-base. O Capítulo 4 aborda a metodologia do cálculo do perfil de tensão em sistemas de distribuição, trazendo a explicação do método de passo único proposto neste estudo. A análise trifásica e demais atributos das redes de distribuição são considerados. O Capítulo 5 apresenta resultados obtidos aplicando o método para diferentes arranjos e configurações. Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as considerações finais e sugestões de trabalhos futuros relacionados ao tema.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo apresenta uma revisão bibliográfica relacionada a conceitos e estudos que norteiam o presente trabalho. Diante do que foi exposto no Capítulo 1, inicialmente, é trazida a abordagem de *Smart Grid* (SG), a fim de corroborar sua relevância nos dias atuais. Ressalta-se que há várias definições para o conceito deste termo, por conseguinte, dentre as várias interpretações existentes, foi escolhida a mais correlacionada com a pesquisa atual.

Em seguida, visto que há uma crescente utilização de fontes de energia renováveis e a participação destas na malha, propôs-se, neste trabalho, a abordagem do conceito de Geração Distribuída (GD). Será falado sobre a relação entre SG e GD, conduzindo o leitor ao entendimento da conexão entre essas temáticas. Haja vista sua importância, no Capítulo 5 de Resultados e Simulações, será visto então a influência de GDs na simulação de casos-teste.

Finalizando o Capítulo de Revisão da Literatura, como evidenciado no Capítulo 1 sobre a necessidade contínua de aperfeiçoamento dos métodos de análise, introduz-se, na última subseção, estudos realizados nos últimos anos relacionados às metodologias aplicadas à SDs. Estes auxiliam na compreensão da evolução do tema conforme os anos e também orientam a presente pesquisa.

2.2 SMART GRIDS

O termo *Smart Grid*, utilizado pela primeira vez em 2005 no artigo de Bruce F. Wollenberg e S. M. Armin denominado "Toward A Smart Grid", é empregado para caracterizar um sistema elétrico que pode agregar todas ou algumas das quatro operações: geração, transmissão, distribuição e controle da energia elétrica (ZIMMERMANN, 2010). O termo se refere à uma concepção, e não à associação a uma tecnologia específica.

Dentre as várias características das SGs, pode-se citar, pela ótica do Departamento de Energia dos EUA: o relatório americano define as redes inteligentes como detentoras de *self-healing* (capacidade de detectar rapidamente, analisar, responder e restaurar a partir da ocorrência de falha). É citado também a viabilidade

da promoção do consumidor amigável, ou seja, a capacidade de envolver o consumidor em uma rede (NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, 2009).

Do mesmo modo, o departamento lista como característica fundamental a confiabilidade e qualidade de energia, que deve satisfazer as necessidades do consumidor, integração de todos os usuários conectados à SG, resistência a ataques cibernéticos, suporte a uma grande variedade de opções tanto para geração quanto para armazenamento e, por último, o monitoramento e otimização de seus ativos de capital, tendo como benefício minimizar operações e despesas com manutenção.

Ainda sobre as características das SGs, cita-se também Falcão (2009), que discorre sobre as modificações provocadas pela inserção de SGs no sistema de energia elétrica atual, ao descrever características como: “a viabilidade econômica de fontes de energia de pequeno porte, avanços na tecnologia de informação e comunicação de dados, a disponibilidade de instrumentos de medição e controle inteligentes”. Dadas as características particulares das redes inteligentes, o próximo tópico aborda a importância da temática no novo contexto do setor elétrico.

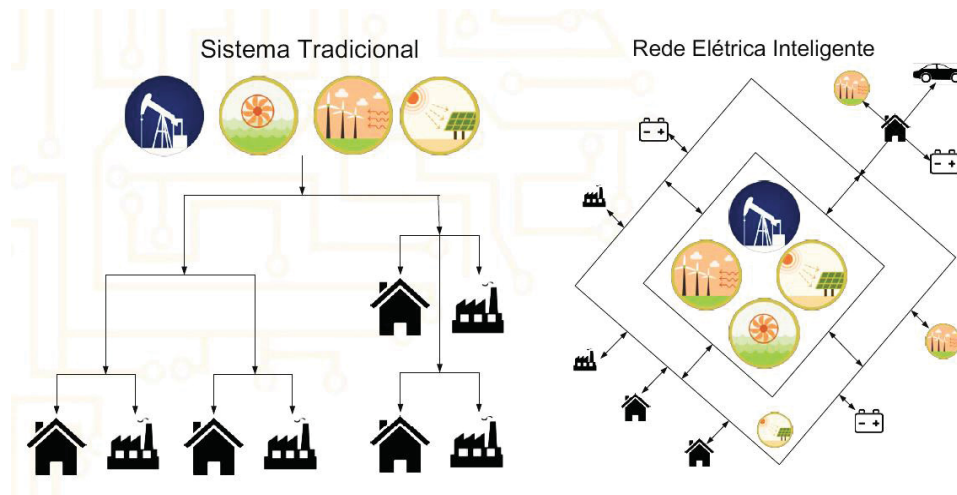
2.2.1 Fatores de relevância das Smart Grids

À medida que aumenta a demanda por energia, faz-se necessária a busca por alternativas à geração oriunda de fontes convencionais e principalmente dos combustíveis fósseis, poluentes e finitos por natureza. Como alternativa, as novas fontes de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis se apresentam como formas significativas para suprir as novas necessidades energéticas. Torna-se necessário um mecanismo de gerenciamento destas fontes renováveis, sendo inserida, neste contexto, a relevância da infraestrutura de redes inteligentes.

Nota-se, analisando o cenário de aumento da demanda energética, algumas vantagens na utilização de SGs. Para facilitar o entendimento dos benefícios das redes inteligentes e compreender a importância da modernização dos tradicionais arranjos topológicos, são apresentadas diferenças entre as redes de distribuição tradicionais e as redes inteligentes. Por exemplo, enquanto na estrutura tradicional, o sentido do fluxo é unidirecional, da geração para o consumidor, há, através das SGs, a possibilidade do *prosumer* de armazenar, consumir ou injetar na rede, o qual poderá avaliar o melhor modo de executar as operações citadas. A FIGURA 3 demonstra

melhor a bidirecionalidade, tanto do ponto de vista de fluxo de potência quanto de comunicação, com os seus diversos atores. “A comunicação bidirecional [...] cria a necessidade de uma abordagem integrada de todos os segmentos do sistema elétrico, pelo caráter cada vez mais ativo do sistema de distribuição e usuários finais” (FALCÃO, 2010).

FIGURA 3 - SISTEMA TRADICIONAL VERSUS SMART GRIDS



FONTE: IEEE power & energy magazine (2010, Adaptado).

Outra característica a ser observada, se tratando do assunto, é que, ao passo que na tradicional, há maior possibilidade de falhas e apagões, a inteligente é adaptativa e pode adequar-se às instabilidades do sistema, minimizando a ocorrência de faltas. Sendo também a concentração da injeção de energia, na maioria, por usinas de grande porte, as SGs viabilizam a geração em qualquer ponto da rede elétrica. Por último, reforça-se a possibilidade de acomodação e suporte a grande variedade de opções de geração e armazenamento distribuído (capacidade de adaptação às novas tecnologias, como a energia proveniente de recursos renováveis).

Estes são alguns dos fatores relevantes, em suma, que caracterizam a importância dos estudos envolvendo redes inteligentes.

A presente pesquisa se inclui como apoio também aos estudos de SGs ao passo que a crescente inserção de fontes renováveis atravessa o contexto da infraestrutura citada nesta subseção. A seguir, são apresentados os fatores de motivação sob aspectos que remetem a uma compreensão mais abrangente do tema.

2.2.2 Motivação das pesquisas sobre Smart Grids

Analisa-se, sob o entendimento de motivação dos estudos envolvendo SGs, alguns aspectos constatados na observação do sistema de rede de energia atual, sendo estes os balizadores das pesquisas de redes inteligentes no mundo inteiro. Dentre vários aspectos existentes que motivam as pesquisas, serão abordados aspectos tecnológicos, ambientais, socioeconômicos e geográficos observados por Chowdhury, Chowdhury e Crossley (2009). Cita-se, primeiramente, sob o olhar tecnológico, a possibilidade de incorporação de novos modelos de consumo (veículos inteligentes, casas inteligentes, e edifícios inteligentes). Grande parte da infraestrutura do sistema de energia existente data à década de 1950 ou mesmo antes.

Menciona-se, como segunda motivação, um olhar ambiental, no sentido da necessidade de grupos de interesse público para reduzir as emissões de CO₂, através da adoção de fontes alternativas de energia e aumento da eficiência energética. Em seguida, temos o parâmetro do desenvolvimento socioeconômico. A utilização da eletricidade (que é um meio de determinar a condição socioeconômica do país) em todo o mundo é cada vez maior, podendo ocorrer sobrecarga do sistema de potência.

Por último, há também interesse do poder público em atender a demanda energética de um país com dimensões continentais. Vê-se a grande distância entre os locais de geração e centros de carga, ponto importante para o reposicionamento dos sistemas de energia. Vale lembrar também que a expansão das redes inteligentes pode beneficiar o consumidor com a transparência no consumo e nos preços, além de usufruir preços de energia mais competitivos e mais baixos, como resultado da ação de órgãos reguladores.

Por certo há, além das citadas, outras justificativas que incorporam a conjuntura energética, social e econômica, impactando diretamente a coletividade como um todo. As tecnologias associadas à rede inteligente oferecem uma longa lista de benefícios (ALI, 2015), e em virtude disto, justifica-se a necessidade de conciliar cada vez mais estas novas tecnologias aos estudos dos sistemas elétricos de potência. Em seguida, será discutido sobre a Geração Distribuída, a relação com SGs e a conexão entre os dois temas, como contribuição do entendimento da metodologia proposta neste trabalho.

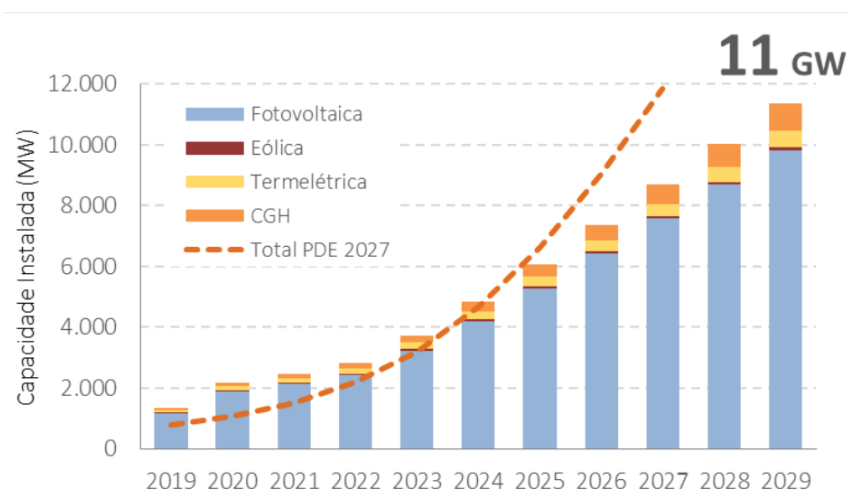
2.3 RELAÇÃO ENTRE SMART GRID E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O final do século XIX é marcante para o desenvolvimento do conceito de energia (ORNELLAS, 2006) e, quando se fala de GD, vê-se na história que esta era predominante na época. O consumo era concentrado em redes pequenas, em locais específicos. O crescimento populacional e o aumento da demanda após a Segunda Revolução Industrial geraram a necessidade da expansão dos sistemas de energia, sobretudo em corrente alternada, em altos níveis de tensão.

A rede, com o passar do tempo, foi estruturada até o molde existente atualmente. A inclusão recente de GD ao sistema trouxe a possibilidade de empregar um modelo de distribuição descentralizado e diminuir o uso de geradores de energia poluentes, como as termelétricas e nucleares.

O conceito de GD, segundo a Agência Internacional de Energia, é “a produção de energia localizada próxima à unidade consumidora, independente do seu tamanho e proveniente das tecnologias das células fósseis, da energia eólica, [...] fotovoltaica” (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2010) e demais fontes do tipo, que dispensa longas linhas de extra alta-tensão. O termo é utilizado para diferenciar a geração local das tradicionais fontes de geração de alta potência. Perspectivas de crescimento da demanda devido a questões sociodemográficas e macroeconômicas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020) geraram a projeção da elevação da capacidade instalada de pequenos geradores, conforme mostra o GRÁFICO 1 para um horizonte de 10 anos.

GRÁFICO 1 - PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA



FONTE: Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020).

É necessário enfatizar, diante de perspectivas como esta, a indispensabilidade da adaptação do planejamento de sistemas de distribuição, isto é, elaborar dimensionamento da capacidade ofertada pelos alimentadores em suportar as GDs, como também é preciso ponderar o gerenciamento da incerteza causada pela incorporação das fontes não-poluentes (O'CONNEL et al., 2018), entre outros aspectos.

Os conceitos de SG e GD se relacionam ao constatar que o planejamento das SGs deve abranger não só o crescimento da demanda, mas deve incluir as perspectivas de expansão da GD e suas consequências. O planejador deve ter em vista a redução de perdas do sistema, melhoria do perfil de tensão, melhoria da qualidade da energia e melhoria da confiabilidade e segurança do sistema (MATOS, CATALÃO, 2013).

Por fim, é válido salientar que os métodos de análise de rede de distribuição também devem acompanhar a evolução das redes elétricas, para que possam apoiar o planejamento da expansão e operação das redes de distribuição em médio e longo prazo.

Com a compreensão mais clara da importância dos avanços nos estudos do fluxo de potência, considerando o aspecto de crescimento de SGs e GD, a seguir, são listados alguns estudos existentes na literatura que acompanharam as mudanças experimentadas pelos sistemas de energia.

2.4 MÉTODOS DE ANÁLISE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

O objetivo dessa seção é levantar e discutir os principais artigos relacionados à composição deste trabalho, os quais apoiaram a metodologia proposta, com o intuito de evidenciar a importância dos métodos de análise de sistemas de potência. São arrolados trabalhos cujo objetivo é propor alternativas para cálculo de fluxo de potência na distribuição e transmissão.

Shirmohammadi et al., (1988) apresenta um método de fluxo de potência baseado em compensação para redes de distribuição e transmissão tomando como base formações básicas das leis de Kirchoff.

Cespedes (1990) estuda a eliminação do ângulo de fase da tensão nas equações a serem resolvidas, o que permite obter a solução exata trabalhando apenas com magnitudes de tensão.

É apresentado por Jovanovic e Milicevic (2000) um artigo que apresenta os resultados de uma investigação sobre a solução de fluxo de carga em redes radiais. Os autores exploram uma estrutura triangular das equações de fluxo de carga de distribuição. O resultado da análise é calculado com base no *backward sweep*, trazendo uma formulação de solução direta e simples.

Hertem et al. (2006) analisam as hipóteses de fluxo de potência CC, e a validade das hipóteses é avaliada comparando os resultados de fluxo de potência usando as abordagens CC e CA em um sistema-teste de 300 barras do IEEE.

Bolognani e Zampieri (2016) apresentam a linearização do fluxo de potência considerando os tipos de barramento PQ e PV.

Dvijotham e Molzahn (2016) propõem um algoritmo capaz de calcular limites rigorosos no erro de aproximação no fluxo de potência CC usando técnicas de relaxamento convexo. Dado um conjunto de restrições (limites nas magnitudes de tensão, ângulo de fase e injeções de potência), os autores constatam que os limites são razoavelmente estreitos sob uma série de condições de operação.

Rossoni, et al., (2016) apresentam um método para o fluxo de carga para sistemas de energia elétrica denominado *Linearized AC Load Flow* (LACLF). O método é desenvolvido com base na linearização do conjunto completo de equações do fluxo de potência CA, considerando tanto o acoplamento de potência ativa com a magnitude da tensão, bem como o acoplamento entre potência reativa e ângulo de tensão.

Ahmadi, Marti e von Meier (2016) apresentam um método baseado nas pequenas variações dos ângulos de tensão e magnitudes em sistemas de distribuição.

Li, Yu e Wu (2017) mostram uma formulação de fluxo de potência linear aproximada por transformadas logarítmicas de magnitudes de tensão. Os autores aprofundaram estudos sobre a aproximação precisa simultânea de potência reativa e perdas. O artigo investiga a aproximação linear de fluxo de potência CA, considerando a precisão sob os dois aspectos citados anteriormente.

Simpson-Porco (2017) pondera a imprecisão dos cálculos de aproximação FPCC devido à suposição de uma rede sem perdas. O trabalho baseia-se na reformulação das perdas nas equações de fluxo de potência ativa em uma nova equação de ponto fixo, e iterando esse mapeamento de ponto fixo para gerar uma melhoria das estimativas para a solução de fluxo de potência ativa.

Teshome e Enyew (2017) apresentam uma metodologia que analisa as restrições relacionadas ao FP em uma ferramenta de programação e testam diferentes abordagens para o FPCC, comparando-os com base na precisão, a carga computacional e simplicidade da obtenção do resultado.

Yang et al. (2018) analisam a diferença fundamental entre diferentes modelos de fluxo de potência linear, observando a formulação das variáveis. Propõem uma formulação geral de modelos de fluxo de potência linear, e estudam os casos em que ângulo de base e tensão da barra são consideradas variáveis independentes.

Yang et al. (2018) propõem, em outro trabalho, um fluxo de potência linearizado desacoplado que resolve independentemente a magnitude da tensão e o ângulo de fase para sistemas de distribuição radial e sistemas de transmissão em larga escala em malha.

O fator motivador deste trabalho é o desenvolvimento de um método para análise de tensão adequado para o estudo de redes ativas de distribuição, onde o acoplamento P-V é mais evidente. Assim, neste trabalho, busca-se considerar conjuntamente fatores como o desequilíbrio entre fases, inserção de GD, presença de controladores de tensão e de cargas mono ou bifásicas em um processamento que envolve um único passo. Analisando a literatura, ponderando o objetivo deste trabalho, foi observado que as pesquisas citadas nos parágrafos anteriores abrangem alguns destes aspectos, mas não todos de maneira conjunta.

A proposta inovadora aqui apresentada inclui todos os aspectos citados, utilizando, para isso, estratégias de, numericamente, reforçar o acoplamento P-V em SDs. Dentre as estratégias existentes, destaca-se, neste trabalho, a técnica de normalização *cpu* (*complex per unit*, ou Normalização complexa por unidade, ou Notação em valor complexo por unidade). Tortelli et al. (2015) apresentam uma abordagem generalizada da *cpu*, levando em conta as mudanças previstas e também já existentes pelos SDs. São elas a inserção de fontes de geração, mais interligação entre alimentadores e a consideração de características típicas de sistemas de distribuição, como as altas relações R/X.

A maneira como se dará a aplicação da metodologia e as aproximações consideradas para o propósito do trabalho serão especificadas no Capítulo 4 da Metodologia Proposta.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este Capítulo abordou a parte conceitual de SGs, características da rede e benefícios da utilização, ao compará-la com os sistemas tradicionais. Também percorreu sobre aspectos de relevância no contexto que a temática está inserida. Além disso, expôs-se algumas motivações das pesquisas que justificam sua aplicação no cenário atual de evolução das redes. Também foi tratado de aspectos da GD, suas perspectivas de crescimento e a influência deste tipo de geração no planejamento de SG. Por último, listou-se alguns dos trabalhos direcionados ao estudo em regime permanente dos SDs. Esses trabalhos fazem parte de um esforço contínuo para desenvolver ferramentas para análise de sistemas de potência, apresentando novas propostas de simplificação nas equações de fluxo de potência. Sob o mesmo ponto de vista, procura-se agilizar o processo de solução do problema, além do especial interesse na avaliação das magnitudes de tensão, se tratando de redes de distribuição. O próximo Capítulo trata dos fundamentos da pesquisa, examinando peculiaridades dos SDs, e as bases metodológicas que serviram de inspiração para o presente desenvolvimento.

3 ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE DOS SISTEMAS DE ENERGIA

3.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo discorre sobre fundamentos da análise em regime permanente aplicados a SDs. A análise dos parâmetros da rede é uma ferramenta que visa auxiliar a obtenção dos dados das variáveis de interesse ao sistema modelado de maneira estática. O Capítulo apresenta, primeiramente, uma breve introdução dos aspectos e métodos consagrados para a análise em sistemas de transporte de energia e o impasse na aplicação especificamente nos estudos de distribuição.

Em seguida, introduz-se a análise especificamente para redes de distribuição, ratificando os aspectos da rede salientados no Capítulo da Introdução. Citam-se as características e abordagens de cálculo de fluxo de potência em SDs, com artigos que estudam o fluxo de energia trifásico.

A seção subsequente discorre sobre as bases da estratégia considerada no trabalho para contornar o impasse dos métodos tradicionais aplicados a SDs. São apresentadas as formulações e aproximações feitas para obtenção do resultado.

Por fim, é discorrido sobre a normalização dos parâmetros da rede, estratégia-chave para a determinação das magnitudes de tensão, bem como a escolha do ângulo-base ideal para todo o sistema, tendo em vista as diferenças de parâmetros entre linhas, e por último a aplicação do método de passo único.

3.2 ASPECTOS FUNDAMENTAIS DOS MÉTODOS DE ANÁLISE

O tradicional Método de Newton pode ser aplicado para solução de qualquer problema não-linear. O cálculo do Fluxo de Potência é um problema não-linear, por conseguinte, o método de Newton-Raphson possibilita sua resolução (CHAPRA, 2013). Assim, esse método exige, como inerente procedimento de solução, a montagem da matriz de derivadas e, a cada iteração, um novo problema linear é resolvido, gerando um peso computacional elevado.

A partir da década de 70, começam a surgir os métodos desacoplados (CANOSSA, 2007). O cálculo de Fluxo de Potência Newton-Raphson Desacoplado-Rápido é uma ramificação do Método de Newton e aplicado especificamente para

solução do problema do cálculo do FP, sendo este mais eficiente computacionalmente e que alcança o mesmo resultado que o método original, mas em um tempo reduzido.

De forma resumida, tal método apoia-se no forte acoplamento entre potência ativa e ângulo de tensão, assim como entre potência reativa e magnitude de tensão (acoplamento P- θ , Q-V), que é característico em sistemas de transmissão. Como consequência, a matriz jacobiana é tornada constante, o que torna o processo iterativo mais ágil.

Ainda dentro dos métodos de cálculo do fluxo de potência, o FPCC constitui-se num instrumento de análise de grande relevância para o apoio ao planejamento e operação de sistemas elétricos, inclusive associados aos estudos do impacto de contingências que podem ocorrer no sistema elétrico.

Vale ratificar novamente que, devido à sua simplicidade e robustez, este método também é bastante empregado para análises técnico-econômicas de sistemas de potência (HERTEM, et al., 2006). Porém, como consequência das simplificações envolvidas em sua formulação, o FPCC proporciona uma análise de fluxo de potência relativa apenas à parte ativa do problema, desconsiderando aspectos como perfil de tensão e gerenciamento de energia reativa.

3.3 APLICAÇÕES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

3.3.1 Característica trifásica no fluxo de potência em sistemas de distribuição

Como citado no Capítulo anterior, o que motiva o presente estudo é o interesse em aperfeiçoar métodos de análise para apoio de sistemas de distribuição, onde o acoplamento ativo/reativo não é tão evidente. Dentre as várias características do SD, salienta-se que a base do acoplamento e desacoplamento das variáveis é a relação entre reatância (X) e resistência (R) da linha.

Em sistemas de transmissão, tipicamente, a resistência é muito menor que a reatância, sendo esta relação $X \gg R$, resultando num forte desacoplamento ativo-reativo. Já em sistemas de distribuição, tipicamente, R é da mesma ordem de grandeza de X, ou até mesmo maior, resultando num fraco desacoplamento entre a parte ativa e reativa do problema. A TABELA 1 resume as características citadas no trabalho.

TABELA 1 – COMPARAÇÃO ENTRE CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Sistema de Transmissão	Sistema de Distribuição
Topologia malhada Fluxo de potência bidirecional Linhas e cargas equilibradas Relação X/R alta	Topologia radial (em mudança) Fluxo de potência unidirecional (em mudança) Linhas e cargas desequilibradas Relação X/R baixa

FONTE: Watitwa e Awodele (Adaptado, 2019).

A técnica de normalização *cpu* pode ser usada para aumentar artificialmente o valor de X em relação à R. Porém, analisou-se a relação e propôs-se a aplicação no sentido inverso, fazendo com que R seja maior que o X, a fim de poder tratá-lo de maneira análoga ao FP linear, usado na transmissão, e assim, resolver numa única iteração.

O desequilíbrio de tensão¹ é um fenômeno que pode ser observado comumente nas linhas de distribuição, e uma das motivações é a distribuição irregular de cargas monofásicas na rede. A estratégia utilizada neste trabalho (baseada na técnica *cpu* (TORTELLI et al., 2015)) permite, através do reforço desse desacoplamento, a possibilidade de contornar o desbalanceamento de SDs. Isso se dará através de métodos que serão explanados com mais detalhes nos próximos Capítulos.

Alimentadores mono e bifásicos também são observados em alguns trechos das malhas de distribuição. A existência de ramais não-trifásicos se dá, majoritariamente, em áreas rurais, ou com pouca infraestrutura. O consumo desbalanceado das cargas em redes trifásicas também é notado. Arefi, Shahnia e Ledwich (2018) afirmam que:

As técnicas de modelagem de redes de distribuição elétrica existentes se enquadram em duas categorias básicas: modelagem monofásica equivalente balanceada e modelagem multifásica não-balanceada. A modelagem monofásica balanceada aproxima a rede desbalanceada com uma rede balanceada e então deriva a rede de sequência positiva ou as três redes monofásicas desacopladas. A modelagem multifásica não-balanceada

¹ De acordo com o Procedimento de Distribuição (PRODIST) da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), entende-se matematicamente que o fator desequilíbrio “é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema”.

representa explicitamente os componentes da rede e sua conexão com modelos monofásicos, bifásicos ou trifásicos. [...] Embora a rede de distribuição elétrica seja bem conhecida por sua natureza inerentemente desequilibrada, causada pela estrutura e carregamento desequilibrados da rede, a maioria das pesquisas acadêmicas e práticas industriais ainda selecionam o modelo monofásico balanceado e assumem que ele pode fornecer precisão aceitável na análise de fluxo de potência e outras aplicações. Nos últimos anos, com a penetração de tecnologias de *smart grid* nas redes de distribuição, como os recursos de geração distribuída (GDs), cada vez mais pesquisas e aplicações do mundo real, passa-se a adotar um modelo multifásico desbalanceado para obter uma análise e controle mais precisos da rede de distribuição (AREFI, SHAHNIA E LEDWICH, 2018, p. 38, Adaptado).

Ainda se tratando da abordagem multifásica dos SDs, os autores afirmam que, quanto à aproximação de uma rede de distribuição desequilibrada com o modelo equilibrado, não existem padrões definidos, na prática. Cabe ao planejador escolher o modelo que convém e atende a obtenção das soluções das variáveis desejadas.

Por último, cita-se a presença de dispositivos de controle como presentes em SDs modernos. Além dos tradicionais compensadores estáticos, como bancos de capacitores, alocação de dispositivos eletrônicos, como os D-FACTS (*Distributed Flexible Alternating Current Transmission Systems*), são de grande importância para controle de tensão, e requerem representação adequada de seus efeitos na análise da rede. Pode-se citar como exemplo desses modernos dispositivos de controle eletrônico, o SVC (*Static Var Compensator*), equipamento capaz de fornecer energia reativa de forma rápida em sistemas de distribuição, e também o STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), dispositivo que realiza “compensação instantânea de energia reativa, tanto indutiva como capacitiva, e fornece capacidade de potência reativa constante, mesmo sob condições de baixa tensão” (INGETEAM POWER TECHNOLOGY, 2019).

3.3.2 Abordagens de cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição

A literatura dispõe de estudos que buscaram viabilizar a análise trifásica das redes elétricas. A seguir, são listados alguns exemplos de pesquisas voltadas à redes desequilibradas nas últimas décadas.

Arrillaga e Callaghan (1991) abordam o assunto do desequilíbrio das cargas em seu trabalho denominado “*Three phase AC-DC load and harmonic flows*”. Eles realizam uma avaliação do funcionamento desequilibrado de um sistema de energia

interconectado, incluindo a influência de qualquer desequilíbrio de carga significativo, através do uso de três algoritmos de fluxo de carga nas fases.

Zimmerman e Chiang (1995) em seu trabalho denominado “*Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems*”, apresentam um modelo de simulação de fluxo de potência e um método de solução eficaz para sistemas de distribuição radial desequilibrados. O artigo contempla a inclusão de linhas, disjuntores, capacitores shunt, co-geradores e vários tipos de cargas. Uma nova formulação do problema de distribuição trifásica e equações de fluxo de potência, levando em conta a estrutura da rede de distribuição radial, é apresentada. Uma característica marcante da nova formulação do problema é que reduz significativamente o número de equações de fluxo de potência, em comparação com a formulação convencional, pelo algoritmo de solução desacoplado-rápido.

A abordagem do método de varredura (*backward forward sweep*) (BROADWATER et al., 1998), é uma metodologia simples, que tem como base as leis de Kirchhoff e é resumidamente o processamento das informações da rede através de uma matriz de incidência, em que é feita uma varredura começando pela soma das correntes injetadas dos nós terminais até a subestação, e a partir disso, calcula-se as quedas de tensões desde os nós mais próximos da subestação até os nós terminais, prosseguindo com o cálculo até que se atinja a convergência.

Strezoskia e Trpezanovskib (2000) abordam o fluxo trifásico assimétrico analisando, através da introdução dos dados básicos de carga assimétrica, cálculos de vazão, com eliminação de deslocamentos de fase dos circuitos de sequência de transformadores trifásicos, classificação dos barramentos dos sistemas de potência para fornecer um tratamento correto da aplicação dos limites, com o objetivo de reduzir a forma dos modelos de fluxo de carga assimétrico trifásico para a forma de modelos simétricos.

Subrahmanyam, Radhakrishna e Pandukumar (2010) mostram uma abordagem simples e direta para distribuição radial desequilibrada para solução do fluxo de carga trifásica do sistema de distribuição radial desequilibrado. Foram desenvolvidas duas matrizes: a matriz de injeção dos nós para matriz de corrente de seção de linha e a matriz de corrente de seção de linha para matriz de tensão dos nós. Em seguida, foi feita uma simples multiplicação de matrizes para obter a solução de fluxo de carga trifásico.

Sameni et al. (2012) abordam a crescente inserção de GD e a necessidade de métodos de fluxo de carga que modelem alimentadores e cargas desbalanceadas trifásicas adequadamente. Foi realizado, com base em pesquisas tratando de soluções pelo método de Newton-Raphson monofásicas, uma proposta aperfeiçoada de fluxo de carga trifásico, também baseado no mesmo método, para estudar sistemas de distribuição desequilibrados.

Wang et al. (2017) propõem um fluxo de potência trifásico linear aproximado para sistemas de distribuição ativos com modelo de carga ZIP e a inclusão de barras PV, capaz de lidar com topologias em malha fechada.

Khodaei et al. (2020) apresentam um estudo em que consideram aproximações práticas para propor um modelo de fluxo de potência desequilibrado, para lidar com as incertezas associadas à crescente participação da geração distribuída.

Mehmood et al. (2021) apresentam em seu trabalho uma modelagem e simulação de sistemas de distribuição radiais desbalanceados trifásicos, em que é evidenciado o desafio da alta relação R/X. O modelo proposto tem como base o Método de Newton-Raphson para qualquer sistema com segmentos de linha assimétricos ou com cargas monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Foram alcançados resultados com uma modelagem eficiente, rápida e confiável para o sistema de distribuição radial proposto.

Observando o panorama dos métodos de cálculo de fluxo de potência citados, vê-se, assim como dito no item 2.4, que a especificidade e aprofundamento da aplicação impede sua utilização em sistemas com características diferentes. Isto oportuna o presente trabalho a apresentar uma alternativa que contemple as características de SDs na obtenção do perfil de tensão, em qualquer configuração topológica. O próximo item elucida, portanto, a abordagem que inspirou a metodologia do trabalho e as seguintes considerações simplificadoras para o problema de fluxo de potência convencional.

3.4 ABORDAGEM LINEARIZADA

O método tradicional FPCC é uma ferramenta de análise de grande relevância para subsidiar diversos estudos técnico-econômicos do sistema de transmissão de energia. Segundo Monticelli,

O fluxo de carga CC é baseado no acoplamento entre as variáveis P e θ (potência ativa/ângulo) e apresenta resultados tanto melhores quanto mais elevado o nível de tensão. Além disso, o mesmo tipo de relação válida para linhas de transmissão pode ser estendido também para transformadores em fase e defasadores. Este modelo linearizado, no entanto, não é aplicável para sistemas de distribuição em baixa tensão, nos quais os fluxos de potência ativa dependem também, e de maneira significativa, das quedas de tensão. Nestes sistemas é possível a utilização de modelos linearizados baseados em outras características físicas da rede, que não a relação P- θ . (MONTICELLI, 1983, p. 17).

A abordagem linearizada é conhecida por sua simplicidade e robustez, dada a condição inerente ao método de, em uma única etapa de cálculo, sempre chegar a uma solução. Esse recurso é essencial para análise de condições extremas de operação, comumente observadas em estudos de contingência, bem como em projeções de expansão da rede elétrica, carga e geração. Para tanto, o FPCC fundamenta-se no forte acoplamento entre potência ativa e ângulo de tensão (P- θ), característica de redes de potência formadas por condutores com baixa relação R/X, tipicamente observada em linhas de transmissão de alta tensão.

A partir dessa premissa, as seguintes considerações simplificadoras para o problema de fluxo de potência convencional são adotadas para conduzir à formulação linearizada:

- A magnitude das tensões de barramento e as relações de transformação de todos os transformadores são fixadas em seus valores nominais;
- A diferença angular entre as tensões de um barramento k e um barramento m (θ_{km}) é considerada pequena o suficiente para justificar as seguintes aproximações trigonométricas: $\text{sen}(\theta_{km}) \approx \theta_{km}$ e $\text{cos}(\theta_{km}) \approx 1$;
- A característica resistiva e, conseqüentemente, as perdas ativas e o efeito capacitivo das linhas de força são desprezados. Isso permite a representação simplificada de qualquer ramo da rede de energia como uma reatância em série equivalente simples (x_{km}).

Com base nessas considerações, as equações relativas ao cálculo do fluxo de potência em qualquer ramo da rede elétrica são aproximadas pelas equações abaixo, indicando que o problema agora está restrito à sua parcela ativa (MONTICELLI, 1983):

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} \quad (1)$$

$$Q_{km} = 0 \quad (2)$$

sendo o P_{km} o fluxo de potência ativa calculado na linha km e o Q_{km} o fluxo de potência reativa calculado na linha km . Assim, o sistema de equações que define o método FPCC é dado por:

$$P_{km} = \sum_{m=1}^{nb} x_{km}^{-1} \theta_{km} \quad p/k=1:nb \quad (3)$$

Sendo nb o número de barras. Logo, a solução desse sistema implica na obtenção dos ângulos de todas as tensões nodais da rede elétrica, que são as variáveis de estado do problema a partir das injeções de potência líquida especificadas nessas barras.

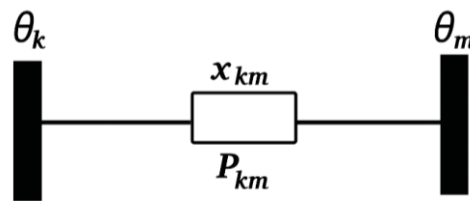
A natureza linear do conjunto de equações envolvidas a partir de tal abordagem garante uma solução mesmo para condições operacionais que não podem ser alcançadas por métodos iterativos, ou mesmo que não sejam fisicamente realizáveis. Como tais condições extremas de operação são muito comuns em análises de segurança e nas diferentes etapas do planejamento de sistemas de potência, a solução fornecida pelo FPCC, mesmo sendo aproximada, constitui uma ferramenta indispensável para estudos de sistemas de transmissão.

Em suma, as seguintes aproximações e simplificações são consideradas:

- Sendo $V_k \cong V_m \cong 1 pu$;
- O valor de $\text{sen}(\theta_{km}) \approx (\theta_{km})$;
- Aproximando $\text{cos}(\theta_{km}) \approx 1$;
- Considerando que, na linha de transmissão, $r_{km} \ll x_{km}$;
- Sendo, portanto, $b_{km} = \frac{1}{x_{km}}$;
- E o valor de $g_{km} \approx 0$.

A partir disso, pode-se aplicar a analogia com a lei de Ohm, como visto na FIGURA 4. O ramo da rede está representado pela sua reatância série equivalente, as barras k e m representadas por θ_k e θ_m , e a variável a ser determinada é o P_{km} :

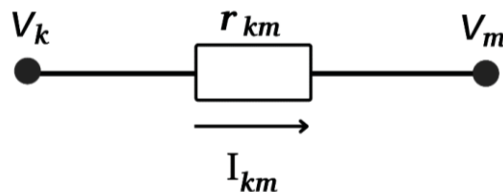
FIGURA 4 - ANALOGIA COM A LEI DE OHM EM CIRCUITOS CC



FONTE: A Autora (2022).

Assim como acontece em corrente contínua, como visto na FIGURA 5, similarmente, é conhecida a variável das tensões (V_k e V_m), o valor da resistência do condutor (r_{km}), sendo a variável a ser determinada, para o exemplo a seguir, a corrente I_{km} . O sistema pode ser calculado como:

FIGURA 5 - REPRESENTAÇÃO DO CIRCUITO APÓS A APLICAÇÃO DA ANALOGIA



FONTE: A Autora (2022).

A TABELA 2 resume as informações relevantes dos dois métodos de cálculo para melhor entendimento da semelhança, e da motivação desta analogia.

TABELA 2 - COMPARAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES DO FPCC E DO CIRCUITO CC

Circuito CC	FPCC
Considera a resistência da linha Deseja-se a corrente entre barras Somente uma variável a ser determinada Calcula-se via passo único	Considera a reatância da linha Deseja-se a potência consumida nas barras Somente uma variável a ser determinada Calcula-se via passo único

FONTE: A Autora (2022).

Dada as características e aproximações realizadas para obtenção da potência ativa através do FPCC, torna-se mais compreensível as simplificações e aproximações que são feitas na metodologia proposta. Nas próximas subseções são apresentados os elementos que dão suporte para este método.

3.5 NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE

Ao contrário da normalização pu convencional, onde os valores de base são todos números reais, a normalização complexa por unidade (TORTELLI et al., 2015) é baseada na aplicação de uma base de potência complexa, conforme indicado em (4), onde ϕ_{base} é o ângulo da base de potência (S_{base}):

$$S_{base} = |S_{base}|e^{-j\phi_{base}} \quad (4)$$

Como as bases de tensão permanecem como números reais, as bases de impedância também passam a assumir valores complexos, com o mesmo ângulo da base de potência, conforme mostrado a seguir:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}^*} = |Z_{base}|e^{-j(\phi_{base})} \quad (5)$$

sendo Z_{base} o valor de impedância base e V_{base} o valor de tensão base. Assim, os valores normalizados de resistência e reatância de linha respectivamente, R_{cpu} e X_{cpu} , são determinados por:

$$R_{cpu} = |Z_{pu}| \cos(\theta + \phi_{base}) \quad (6)$$

$$X_{cpu} = |Z_{pu}| \sin(\theta + \phi_{base}) \quad (7)$$

Para atingir valores coerentes na solução de fluxo de potência, as injeções de potência ativa e reativa também são normalizadas pela mesma base. Portanto, a potência ativa e reativa, em cpu , representada respectivamente por P_{cpu} e Q_{cpu} , é dada por:

$$P_{cpu} = |S_{pu}| \cos(\delta + \phi_{base}) \quad (8)$$

$$Q_{cpu} = |S_{pu}| \sin(\delta + \phi_{base}) \quad (9)$$

em que δ o ângulo de injeção de potência complexo original e S_{pu} o valor de potência de base por unidade.

A principal consequência da aplicação da normalização complexa é que a relação entre as reatâncias e as resistências da linha, em cpu , representadas por X_{cpu} e R_{cpu} como mostrado a seguir, pode ser ajustada em função do ângulo base, (ϕ_{base}):

$$\frac{X_{cpu}}{R_{cpu}} = \tan(\theta + \phi_{base}) \quad (10)$$

Expressando as injeções de potência pela cpu , representada por (S_{cpu}):

$$S_{cpu} = \frac{|S_{VA}|e^{j\delta}}{|S_{base}|e^{-j\phi_{base}}} = |S_{pu}|e^{j(\delta+\phi_{base})} \quad (11)$$

A aplicação da normalização complexa não interfere nos resultados obtidos dos parâmetros da rede. Os valores são obtidos da mesma forma que é realizado na normalização convencional por pu (TORTELLI et al., 2015).

3.6 DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO BASE

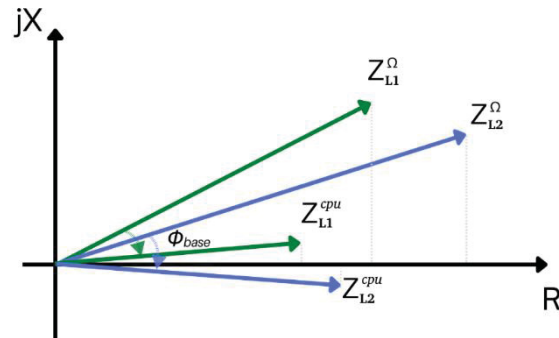
Aumenta-se a relação R/X de um SD através da escolha de um ângulo de base adequado. O item 3.7 irá detalhar as aproximações e equivalências para que a característica resistiva das linhas seja acentuada. Antes de entender como a parte reativa será sucumbida, apresenta-se a formulação do ângulo-base.

A estratégia para definir um ângulo-base adequado é crucial para obter um perfil de tensão de barramento preciso. A aplicação adequada da cpu torna as impedâncias mais resistivas (FIGURA 6) e também as potências mais ativas (FIGURA 7), constituindo um sistema equivalente ativo-resistivo.

Como o ângulo de base adotado será único para todo o sistema de distribuição e considerando que a rede pode possuir linhas com relações R/X diferentes, é necessário ressaltar que não existe um ângulo de base perfeito, ou seja, aquele que produz impedâncias resistivas puras para todas as linhas da rede elétrica, como ilustrado na FIGURA 6. Dada a impedância de, por exemplo, uma linha L1 e L2,

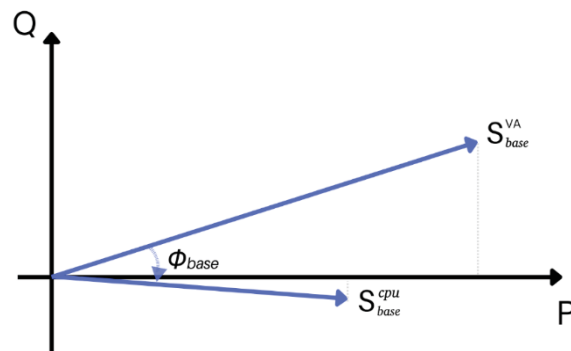
observa-se que os valores de ϕ_{base} podem ser diferentes para os parâmetros desta rede.

FIGURA 6 - NORMALIZAÇÃO COMPLEXA DA IMPEDÂNCIA DE LINHA



FONTE: A Autora (2022).

FIGURA 7 - NORMALIZAÇÃO COMPLEXA DO PARÂMETRO DE POTÊNCIA



FONTE: A Autora (2022).

No entanto, a escolha do ângulo de base pode ser guiada por uma relação simples com base na média dos ângulos das impedâncias originais do sistema, ou seja:

$$\phi_{base} = - \frac{\sum_{i=1}^{nr} \tan^{-1}\left(\frac{X_i}{R_i}\right)}{nr} \quad (12)$$

sendo o ϕ_{base} o ângulo de base do sistema e nr o número de ramos da rede. Assim como FPCC se orienta pela relação P- θ , neste trabalho busca-se a relação P-V.

Rotacionando as impedâncias para o eixo resistivo, e sendo agora a potência ativa mais fortemente resistiva, tem-se um circuito que se aproxima muito de um circuito em corrente contínua convencional.

A equação anterior mostra-se eficaz para determinar um ângulo-base de potência adequado para o algoritmo proposto, considerando o contexto das redes de distribuição, como demonstrado através dos resultados da simulação apresentados no Capítulo 5.

3.7 MÉTODO DE PASSO ÚNICO

Esta seção apresenta os fundamentos do método não-iterativo proposto para a determinação de tensões nodais em sistemas de distribuição.

Conforme discutido anteriormente, ao contrário das redes de transmissão, os condutores das linhas de distribuição normalmente têm relações R/X mais altas, resultando em um acoplamento P-V mais forte. A FIGURA 8 esclarece o impasse da aplicação de FPCC em SDs:

FIGURA 8 - ACOPLAMENTO CARACTERÍSTICO E FPCC



FONTE: A Autora (2022).

Para aprimorar essa característica de acoplamento P-V, a técnica de normalização complexa é usada para ampliar a razão R/X das linhas de distribuição aplicando um ângulo de base negativo. Como esse procedimento também se estende às injeções de potência, também contribui para uma acentuação da parte ativa da potência sobre a reativa.

Considerando esta aplicação inovadora de cpu , as seguintes simplificações para a formulação de fluxo de potência convencional são consideradas:

- A característica reativa das linhas de distribuição, em cpu , é desprezada. Portanto, qualquer linha da rede de distribuição é representada por uma resistência série equivalente (R_{km}^{cpu}).

- A diferença angular entre as tensões de um barramento k e um barramento m (θ_{km}) é desprezada, justificando as aproximações trigonométricas $\sin(\theta_{km}) \approx 0$ e; $\cos(\theta_{km}) \approx 1$;

Ao cancelar a parte reativa do problema, essas suposições também conduzem à seguinte equação de fluxo de potência ativa simplificada, onde $(g')_{km}^{cpu}$ é o parâmetro equivalente de linha do tipo condutância, cujo valor é igual ao inverso de resistência equivalente da linha, em *cpu*:

$$P_{km} = (R_{km}^{cpu})^{-1} (\dot{V}_k - \dot{V}_m) \dot{V}_m = (g')_{km}^{cpu} (\dot{V}_k - \dot{V}_m) \dot{V}_m \quad (13)$$

A equação anterior demonstra que, com base nas considerações propostas, a representação do sistema de distribuição reduz-se a um circuito equivalente ativo-resistivo. A TABELA 3 resume essas considerações:

TABELA 3 - COMPARAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES DA CPU EM SD E DO FPCC

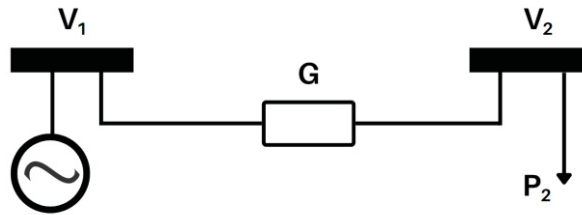
CPU EM SD	FPCC
Considera a resistência da linha	Considera a reatância da linha
Deseja-se a tensão nas barras	Deseja-se a potência consumida nas barras
Somente uma variável a ser determinada	Somente uma variável a ser determinada
Calcula-se via passo único	Calcula-se via passo único

Fonte: A Autora (2022).

Para exemplificar a aplicação, considera-se que, como indicado na FIGURA 9, uma linha de distribuição conecte um gerador a uma carga de potência constante. O gerador assume o papel de referência (barra tipo $V\theta$) estabelecendo assim a tensão V_1 . Logo, a única variável de estado a ser determinada, considerando a abordagem aqui proposta, passa a ser a magnitude da tensão da barra 2 (V_2).

Partindo dessa premissa, a formulação proposta para determinar, em uma única etapa, as magnitudes das tensões nodais de sistemas de distribuição pode ser ilustrada tendo como base um sistema de distribuição de 2 barras. De acordo com a representação proposta, o circuito ativo-resistivo equivalente de tal sistema caracteriza-se como:

FIGURA 9 - REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UMA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO



FONTE: A Autora, 2022.

Reforçando o que foi dito, da mesma forma que o método FPCC se orienta pela relação P- θ na análise de redes de transmissão, aqui busca-se a relação P-V para estudo de redes de distribuição. Assim, considerando apenas a circulação de potência ativa pela rede elétrica puramente resistiva, tem-se um circuito equivalente a um circuito em corrente contínua convencional.

A equação abaixo representa a relação que pode ser extraída de tal circuito, onde P_2 representa o valor da carga ativa consumida na barra 2.

$$V_2^2 + (-V_1)V_2 + P_2 G^{-1} = 0 \quad (14)$$

A solução passa a ser determinada por:

$$V_2 = V_1 + (V_1^2 - 4 P_2 G^{-1})^{\frac{1}{2}} \quad (15)$$

Tal solução pode ser generalizada para sistemas com n-barras (com nPQ barras do tipo PQ e as demais nV barras sendo de tensão controlada (tipo PV ou V θ), ou seja: n= nPQ + nV), como indicado na expressão:

$$[V] = \frac{[V_{ref}] + ([V_{ref}]^2 - 4 [G]^{-1} [P])^{\frac{1}{2}}}{2} \quad (16)$$

onde:

$[V]$: vetor das variáveis de estado;

$[V_{ref}]$: vetor associado à tensão da barra de referência;

$[P]$: vetor das injeções de potência ativa;

$[G]$: matriz condutância da rede elétrica. O vetor associado à tensão da barra de referência (V_{ref}) é definido em:

$$[V_{ref}] = [G']^{-1} [G''] [V_A] \quad (17)$$

onde:

$[G']$: vetor das condutâncias associada à barra de referência. Para obtenção da matriz, utiliza-se as colunas de números referentes às barras PQ;

$[G'']$: vetor das condutâncias associada à barra $V\theta$ e PV. Para obtenção desta, utiliza-se as barras não-PQ na ordem que aparecem na matriz G ;

$[V_A]$: tensão da barra de referência.

Assim, o valor aproximado das magnitudes de tensão nodal para sistemas de distribuição de qualquer dimensão e topologia (radial, anel ou malhada) pode ser obtido através de um processo não-iterativo, e, portanto, não sujeito a não convergência, o que se mostra extremamente útil para estudos de planejamento da operação e expansão de redes elétricas.

3.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este Capítulo abordou aspectos fundamentais dos métodos de análise aperfeiçoados com o passar do tempo. Foi demonstrado como a proposta desta pesquisa se enquadra no contexto da literatura existente.

Foi introduzida a aplicação em redes de distribuição, lembrando da característica trifásica no fluxo de potência em SDs, comparando esta e outras particularidades com os sistemas de transmissão.

Abordou-se também sobre o FPCC, mesmo sendo uma ferramenta aplicável a redes de altas tensões, fez-se necessário conhecer noções básicas do tema para que possibilitasse a compreensão dos tópicos que seguiriam a abordagem linearizada.

Explicou-se, na seção seguinte, a normalização complexa por unidade, a ferramenta que possibilita a manipulação dos parâmetros da linha, e aplicar o método de passo único.

Foi visto como realizou-se a determinação do ângulo-base, sendo escolhido, dentre os diversos valores de impedância encontrados na rede, um ângulo médio das relações X/R . Foi ressaltado que não há um ângulo perfeito, logo, a média calculada se tornou uma forma eficiente para normalizar o sistema inteiro nos valores de base complexos.

A última subseção explanou o método de passo único, onde mostrou-se as deduções matemáticas e aproximações realizadas. Foi demonstrado um exemplo didático da aplicação, e comparada às características do FPCC e do circuito em CC.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 INTRODUÇÃO

A metodologia proposta busca apresentar um meio para determinação do perfil trifásico de tensão de redes ativas de distribuição em qualquer configuração topológica, desde os tradicionais alimentadores radiais, operação em anel ou mesmo arranjos malhados e *microgrids*, considerando a representação do efeito de dispositivos de controle de tensão, redes desequilibradas e cargas não-trifásicas via processamento de passo único.

O trabalho tem como grande diferencial a amplitude de aplicação sem limitações topológicas em SDs.

Será apresentada a modelagem em um sistema simplificado de forma unifilar, as limitações da representação monofásica e as matrizes pertinentes ao cálculo neste regime. O mesmo sistema-exemplo é expandido para um sistema trifilar, sendo possível observar as representações suprimidas no formato anterior, como também demonstrar a expansão das matrizes para dimensões adequadas à nova configuração.

Será comentado sobre o impacto que cargas e ramais não-trifásicos trazem na magnitude de tensão e no equilíbrio das barras. É importante considerar esta característica de SDs, pois pode existir pedaços da malha com cargas desequilibradas, seja pela existência de apenas linhas de distribuição monofásicas, ou características próprias do sistema. Por isso se faz preciso aperfeiçoar ferramentas de apoio ao planejamento de SDs para sua operação ser realizada de forma eficiente.

4.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA EM SISTEMAS TRIFÁSICOS

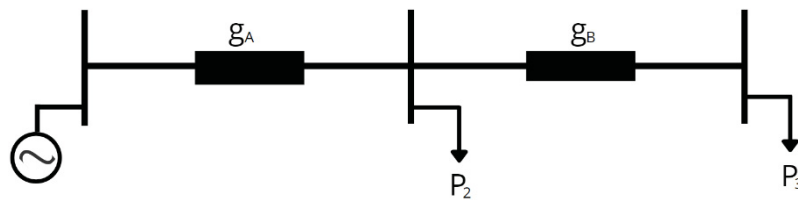
Como abordado no Capítulo 3 do trabalho, há a necessidade de aperfeiçoar as metodologias de cálculo de fluxo de potência para possibilitar a representação adequada de sistemas desequilibrados. Estes desbalanceamentos, causados pela distribuição irregular das cargas por fase, pela existência de ramais mono e bifásicos etc. requerem representação matricial e vetorial apropriada na formulação do cálculo do fluxo de energia, que se expandem em relação à estrutura unifilar. A seguir, é

apresentado como se dá a representação multifilar para SDs em relação aos parâmetros de tensão, potência ativa e condutância da rede.

4.2.1 Representação trifásica das condutâncias e matrizes

Primeiramente, para compreensão da estrutura trifásica das matrizes, é apresentado um sistema elementar unifilar. Convém destacar que a representação de eventuais desequilíbrios da rede, ramais ou cargas mono ou bifásicas ficariam suprimidos pela limitação do diagrama abaixo. Portanto, a análise unifilar de uma linha de distribuição, neste caso, se resume a uma variável V de tensão de referência, g a condutância equivalente normalizada de linha e P o valor equivalente normalizado das cargas, como mostrado na FIGURA 10.

FIGURA 10 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO EM REPRESENTAÇÃO UNIFILAR



FONTE: A Autora (2022).

Os termos das matrizes da potência ativa equivalente (P), condutância equivalente de linha (G) e da tensão de referência (V_A) são expressos, na representação unifilar normalizada, por:

$$P = \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} \quad (18)$$

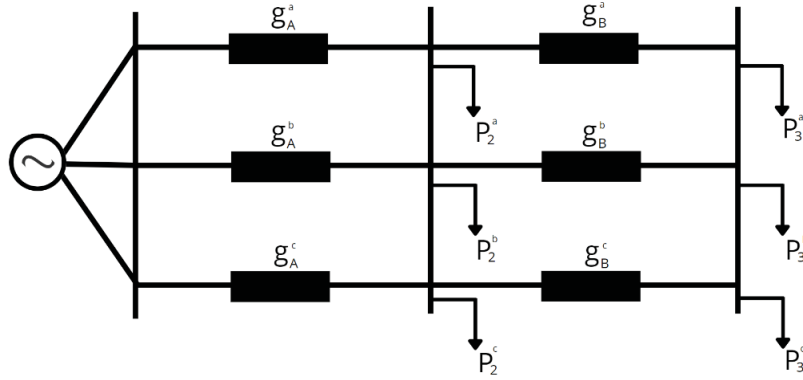
$$G' = \begin{bmatrix} g_A + g_B & -g_B \\ -g_B & g_B \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$G'' = \begin{bmatrix} g_A \\ 0 \end{bmatrix} \quad (20)$$

$$V_A = [V_1] \quad (21)$$

Já na representação trifásica, cada condutor terá a denotação do respectivo valor de condutância na rede, como também a indicação do valor de carga do ramo, no caso.

FIGURA 11 - LINHA DE DISTRIBUIÇÃO EM REPRESENTAÇÃO TRIFILAR



FONTE: A Autora (2022).

A maior vantagem é a possibilidade de reproduzir mais fidedignamente cada uma das três fases do sistema elétrico e, para que as matrizes também sejam fiéis ao sistema, elas se expandem em relação à representação unifilar:

$$P = \begin{bmatrix} P_2^a \\ P_2^b \\ P_2^c \\ P_3^a \\ P_3^b \\ P_3^c \end{bmatrix} \quad (22)$$

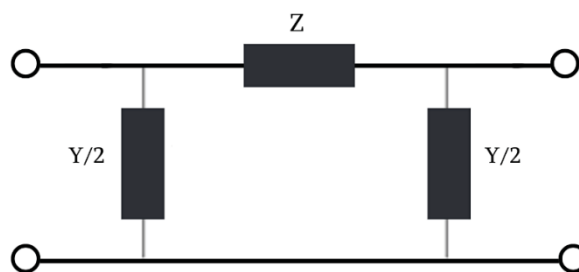
$$V_A = \begin{bmatrix} V_1^a \\ V_1^b \\ V_1^c \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$G' = \begin{bmatrix} g_A^a + g_B^a & 0 & 0 & -g_B^a & 0 & 0 \\ 0 & g_A^b + g_B^b & 0 & 0 & -g_B^b & 0 \\ 0 & 0 & g_A^c + g_B^c & 0 & 0 & -g_B^c \\ -g_B^a & 0 & 0 & g_B^a & 0 & 0 \\ 0 & -g_B^b & 0 & 0 & g_B^b & 0 \\ 0 & 0 & -g_B^c & 0 & 0 & g_B^c \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$G'' = \begin{bmatrix} g_A^a & 0 & 0 \\ 0 & g_A^b & 0 \\ 0 & 0 & g_A^c \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (25)$$

Aplicando o mesmo método para o modelo PI, é apresentada a representação da linha genérica, onde os parâmetros de impedância e admitância representados de forma monofásica na FIGURA 12.

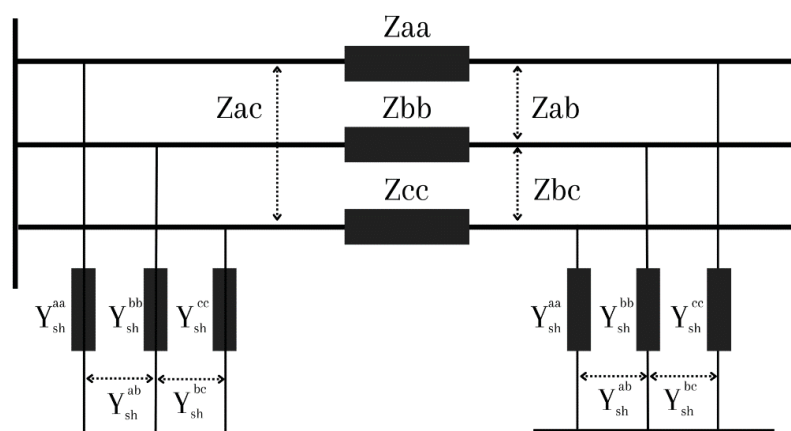
FIGURA 12 - MODELO PI DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO GENÉRICO



FONTE: A Autora (2022).

Da mesma forma, os parâmetros se expandem para um sistema multifásico, como visto na FIGURA 13.

FIGURA 13 - MODELO PI DE UMA LINHA REPRESENTADO NA FORMA TRIFÁSICA



FONTE: A Autora (2022).

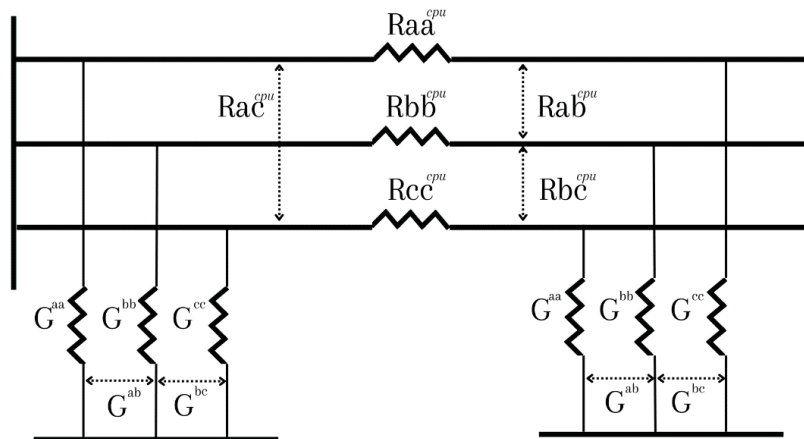
Logo, as matrizes para obtenção dos parâmetros para análise do sistema em questão são expandidas para:

$$Z_{ik} = \begin{bmatrix} Z_{ik}^{aa} & Z_{ik}^{ab} & Z_{ik}^{ac} \\ Z_{ik}^{ba} & Z_{ik}^{bb} & Z_{ik}^{bc} \\ Z_{ik}^{ca} & Z_{ik}^{cb} & Z_{ik}^{cc} \end{bmatrix} \quad (26)$$

$$Y_{ik,shunt} = \begin{bmatrix} Y_{ik,shunt}^{aa} & Y_{ik,shunt}^{ab} & Y_{ik,shunt}^{ac} \\ Y_{ik,shunt}^{ba} & Y_{ik,shunt}^{bb} & Y_{ik,shunt}^{bc} \\ Y_{ik,shunt}^{ca} & Y_{ik,shunt}^{cb} & Y_{ik,shunt}^{cc} \end{bmatrix} \quad (27)$$

sendo Z_{ik} e $Y_{ik,shunt}$ as novas matrizes de impedância entre barramentos i e k na forma trifásica e admitância entre barramentos i e k na forma trifásica. Com a aplicação da normalização complexa, o sistema com o parâmetro da impedância nas linhas se tornará um sistema puramente resistivo, onde circula apenas potência ativa, assim como observado na FIGURA 14:

FIGURA 14 - REPRESENTAÇÃO DA LINHA NORMALIZADA VIA CPU

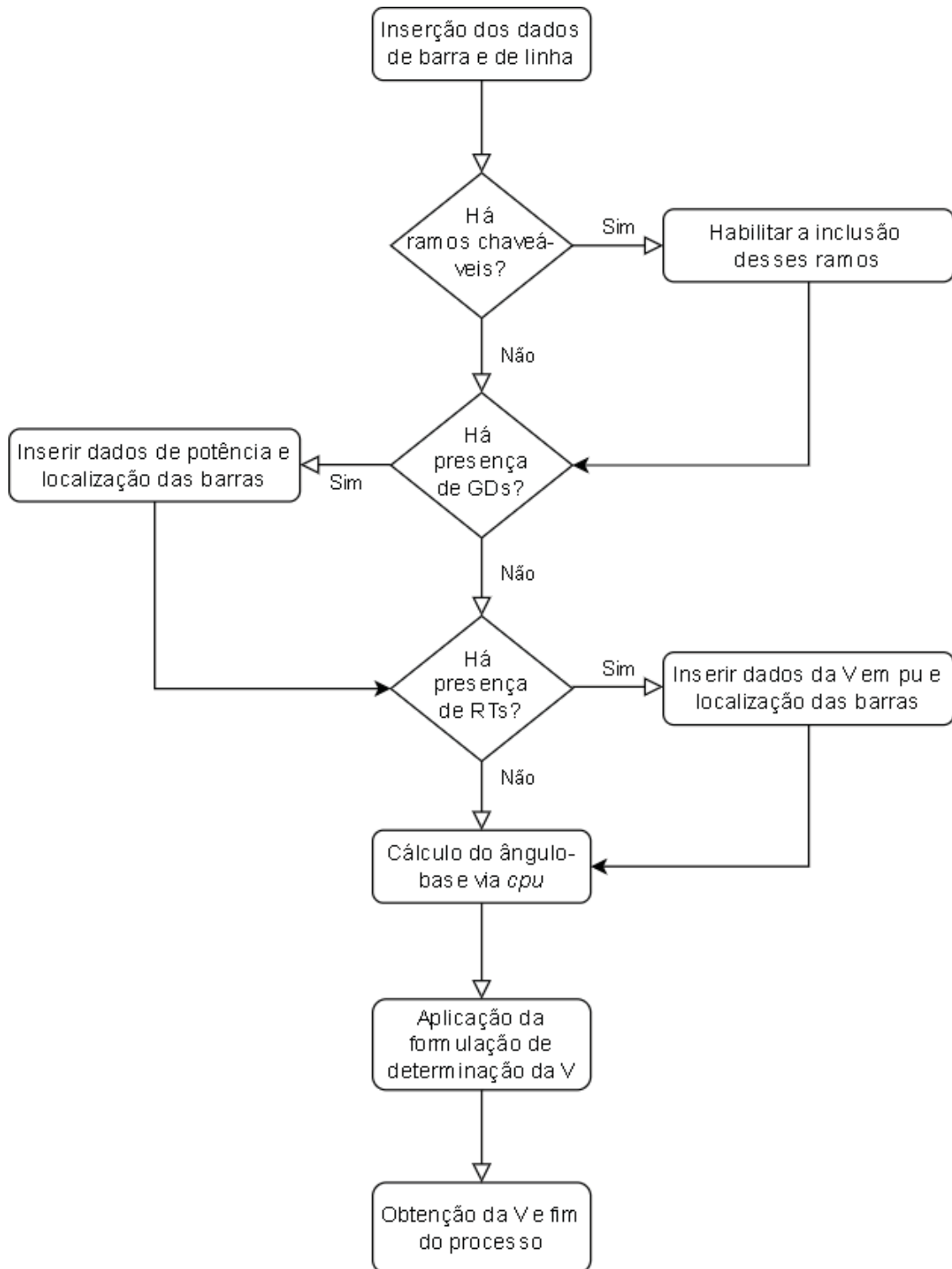


FONTE: A Autora (2022).

Assim, se procede para os demais condutores e barramentos, expandindo em relação à estrutura unifilar, através da normalização complexa por unidade neste modelo de sistema. O sistema representado de forma trifásica permite incluir o impacto da presença de ramais ou cargas mono ou bifásicas, como visto na sequência.

Apresenta-se um resumo na FIGURA 15, através de um fluxograma, dos passos para aplicação do algoritmo, pela metodologia, considerando os aspectos característicos das redes de distribuição. O programa computacional permite a inserção de dados de qualquer tipo de rede, e permite, dentro do escopo demonstrados nos losangos, a indicação da característica desequilibrada e com dispositivos reguladores e GDs. A obtenção dos resultados se dá pelos seguintes passos:

- Insere-se os dados das linhas e barras do sistema a ser avaliado no algoritmo, desconsiderando os dados dos ramos chaveáveis, caso estejam abertos;
- Caso haja ramos chaveáveis fechados, habilitar a inclusão dos dados de linha desses ramos;
- Caso haja presença de GDs, informar a localização e a potência correspondente;
- Caso haja dispositivos de controle, inserir dados da regulação de tensão;
- Em seguida, calcular o ângulo-base como demonstrado na subseção 3.6;
- Aplicar as demais formulações do problema;
- Obtenção do resultado.

FIGURA 15 - FLUXOGRAMA DA DETERMINAÇÃO DA TENSÃO VIA METODOLOGIA PROPOSTA²

FONTE: A Autora (2022).

² O efeito dos dispositivos de controle de tensão foi resumido para a sigla do regulador de tensão (RT), porém, abrange todos os equipamentos disponíveis no mercado para normalização das magnitudes desta variável.

4.2.2 Impacto de ramais e cargas mono e bifásicas nas redes de distribuição

Residências rurais e regiões urbanas com baixa demanda de carga e longas distâncias dos grandes centros são exemplos de consumidores que não utilizam a rede à quatro fios. É uma característica notável dos SDs atuais a presença de cargas desequilibradas ligadas à rede.

Esta configuração, realizada para atender necessidades locais da população, pode causar impasses como: novos valores de magnitude de tensão não esperados, relés de proteção que atuam funções de forma indevida, aumento das perdas técnicas de energia e sobrecargas nas linhas e nos transformadores.

Um impacto a ser mencionado, neste contexto, é que a maneira com que pode ser controlado o desequilíbrio das cargas ligadas em derivação bi ou monofásica é a ligação de forma alternada nas fases ao longo do alimentador. Esta pesquisa se insere neste cenário, em que se faz preciso a escolha das fases mais apropriadas para a conexão das novas cargas.

4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este Capítulo discorreu sobre a aplicação do método de passo único, e também explanou sobre questões várias vezes reforçadas neste trabalho que caracterizam redes de distribuição e que influenciam o cálculo da determinação de tensão nos barramentos. Comparou-se as diferenças entre diagrama unifilar, e o aspecto estrutural de suas matrizes de cálculo com o multifilar. Foi possível, através desta expansão, a indicação de cargas e condutores desequilibrados, ou até mesmo mono e bifásicos. Por último, ponderou-se outro aspecto do SD, o desequilíbrio entre cargas. Nas situações que não se aplicam redes trifásicas de energia, nota-se problemas relacionados à comportamentos indevidos e indesejados de equipamentos da rede. O próximo Capítulo explica os resultados obtidos seguindo os passos do fluxograma através de algoritmo específico para diferentes casos e topologias.

5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

Um programa computacional foi desenvolvido na plataforma Octave para implementar o método não-iterativo proposto. Para avaliar sua precisão, os resultados das magnitudes de tensão obtidos com o algoritmo desenvolvido são comparados com os valores obtidos pelo método iterativo de cálculo de fluxo de potência Newton-Raphson (NR), adotado, neste trabalho, como referência de resultado.

A robustez e versatilidade da proposta também são avaliadas por meio de sua aplicação em alimentadores de distribuição considerando diferentes condições de operação, conforme discutido a seguir.

Convém ressaltar que a flexibilidade para a avaliação de diferentes arranjos topológicos, visando uma operação segura e eficiente, é indispensável para o planejamento de redes com elevada participação de fontes distribuídas de energia, cada vez mais presentes nos modernos arranjos de distribuição.

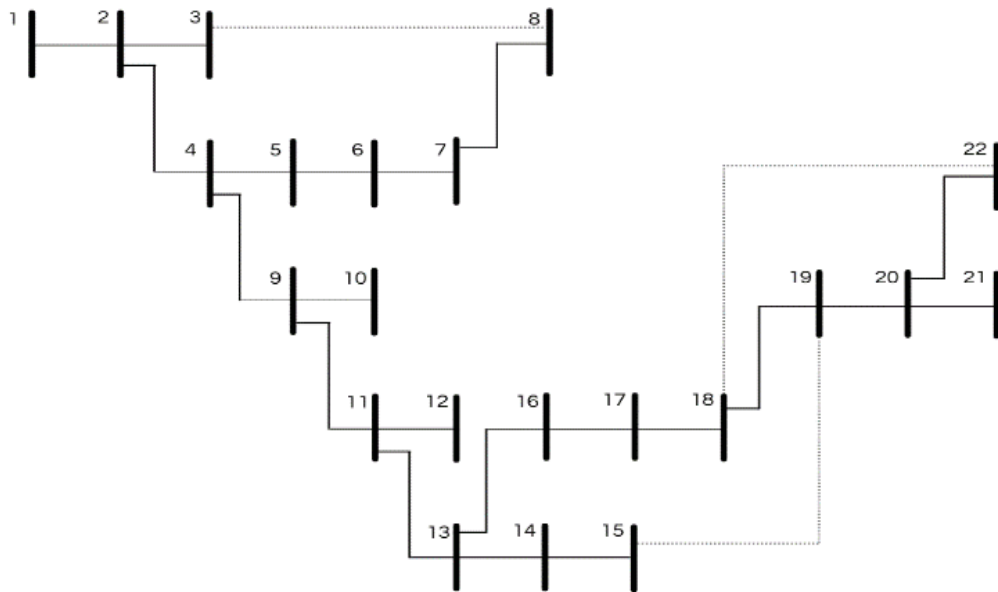
A fim de demonstrar a efetividade da presente metodologia, resultados de simulações com dois casos-teste do IEEE, considerando SDs de diferentes dimensões, arranjos topológicos com diversos níveis de participação de fontes de GD, presença de dispositivos de controle e desequilíbrio de cargas serão apresentados a seguir. Independentemente do tamanho do sistema, foi considerado a barra 1 como referência.

5.2 RESULTADOS

5.2.1 Validação através do Sistema de Distribuição de 22 Barras

O primeiro sistema de teste a ser apresentado é a rede de distribuição de 22 barras do IEEE, cujo diagrama unifilar está representado na FIGURA 16. Este sistema de menor porte (em relação ao segundo que é apresentado) é usado nesta subseção para avaliar o desempenho do método de passo único proposto em cinco situações diferentes. Observando a FIGURA 16, tem-se que as linhas pontilhadas denotam os ramos chaveáveis incluídos, para possibilitar a avaliação de topologias contendo laços fechados.

FIGURA 16 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 22 BARRAS



FONTE: A Autora (2022).

São simulados cenários que lembram características da rede em alguns trechos da distribuição. Estes cenários abordados neste trabalho serão listados a seguir.

O valor médio da relação R/X das linhas de distribuição deste alimentador é 1,943 e o ângulo ϕ_{base} , associado à normalização proposta e definido pela equação de determinação do ângulo-base, é de $-27,2^\circ$.

A fim de considerar a representação trifásica do alimentador, seus parâmetros de linha são expandidos a partir dos dados unifilares originais. Com os dados do IEEE em mãos, é aplicado um fator de desequilíbrio uniforme em todas as cargas do sistema, de forma que a fase B tenha um carregamento 10% menor que o da fase A, que mantém o carregamento original, enquanto a fase C é considerada com um carregamento 10% superior ao da fase A.

A partir dessas condições expostas, são avaliados os perfis de tensão de cinco cenários de operação, também descritos na TABELA 4:

A) Topologia radial, sem GD: caso base original no GRÁFICO 2;

B) Topologia radial, com elevada participação de GD: são acrescentadas ao caso base unidades de GDs, nas barras 6, 9, 12, 15, 18 e 21 de 0,5 MW cada no GRÁFICO 3;

C) Topologia em malha, com elevada participação de GD, nas mesmas condições de participação das GDs do cenário (B), porém com os quatro ramos chaveáveis, representados por linhas pontilhadas na FIGURA 16 fechados no GRÁFICO 4.

D) Topologia radial, com elevada participação de GD em alguns barramentos, porém com as barras 19, 20 e 21 e 22 com ausência do consumo de cargas nas fases A e B, no GRÁFICO 5.

E) Topologia em malha, presença de cargas monofásicas, com elevada participação de GD nos mesmos barramentos do cenário (D), porém com a tensão na barra 16 controlada em 1.0 pu no GRÁFICO 6.

Abaixo, na TABELA 4, são descritos os dados das cinco simulações informadas de forma resumida:

TABELA 4 - ESQUEMA DA APLICAÇÃO DO MÉTODO PARA O SISTEMA DE 22 BARRAS

Cenário	Desequilíbrio das fases	Inserção de GDs	Topologia em malha	Cargas monofásicas	Controladores de tensão
A	X				
B	X	X			
C	X	X	X		
D	X	X		X	
E	X	X	X	X	X

FONTE: A Autora (2022).

Nas próximas subseções, são apresentados os perfis de tensão de cada cenário operacional. Nas figuras que apresentam tais perfis, as linhas pontilhadas referem-se aos resultados obtidos pelo método iterativo NR e as sólidas pela abordagem não-iterativa proposta. O eixo Y é referente ao resultado obtido pelo método. Para gerar os cenários, seguiu-se os passos do fluxograma da metodologia, informando ao algoritmo:

- Dados de impedância da rede e potência das cargas;
- Valor da porcentagem de desequilíbrio das fases;
- Existência de controladores de tensão (se sim, o número da(s) barra(s) em que está alocado, e o valor em pu);
- De igual forma para unidades de GDs e;

- Existência de cargas monofásicas ou bifásicas, indicando quais barras e quais fases deixam de participar da rede na barra.

5.2.1.1 Cenário A - Topologia Radial Original

Neste primeiro teste, o sistema foi tratado replicando sua configuração original, no que diz respeito não-inserção de unidades geradoras, ramos chaveáveis, controladores de tensão ou desbalanceamento das cargas (TABELA 4).

Reforçando o que foi dito na introdução, apesar do sistema original se tratar de dados monofásicos, foi realizada uma adaptação para a aplicação intencionada na pesquisa. O cenário A) foi plotado com a configuração original do sistema-teste do IEEE, aplicando o fator de desequilíbrio entre fases, sendo a fase A com 100% do carregamento, fase B com 90% em relação à fase A e a fase C com 110% do carregamento comparando com a fase A.

A TABELA 5 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação:

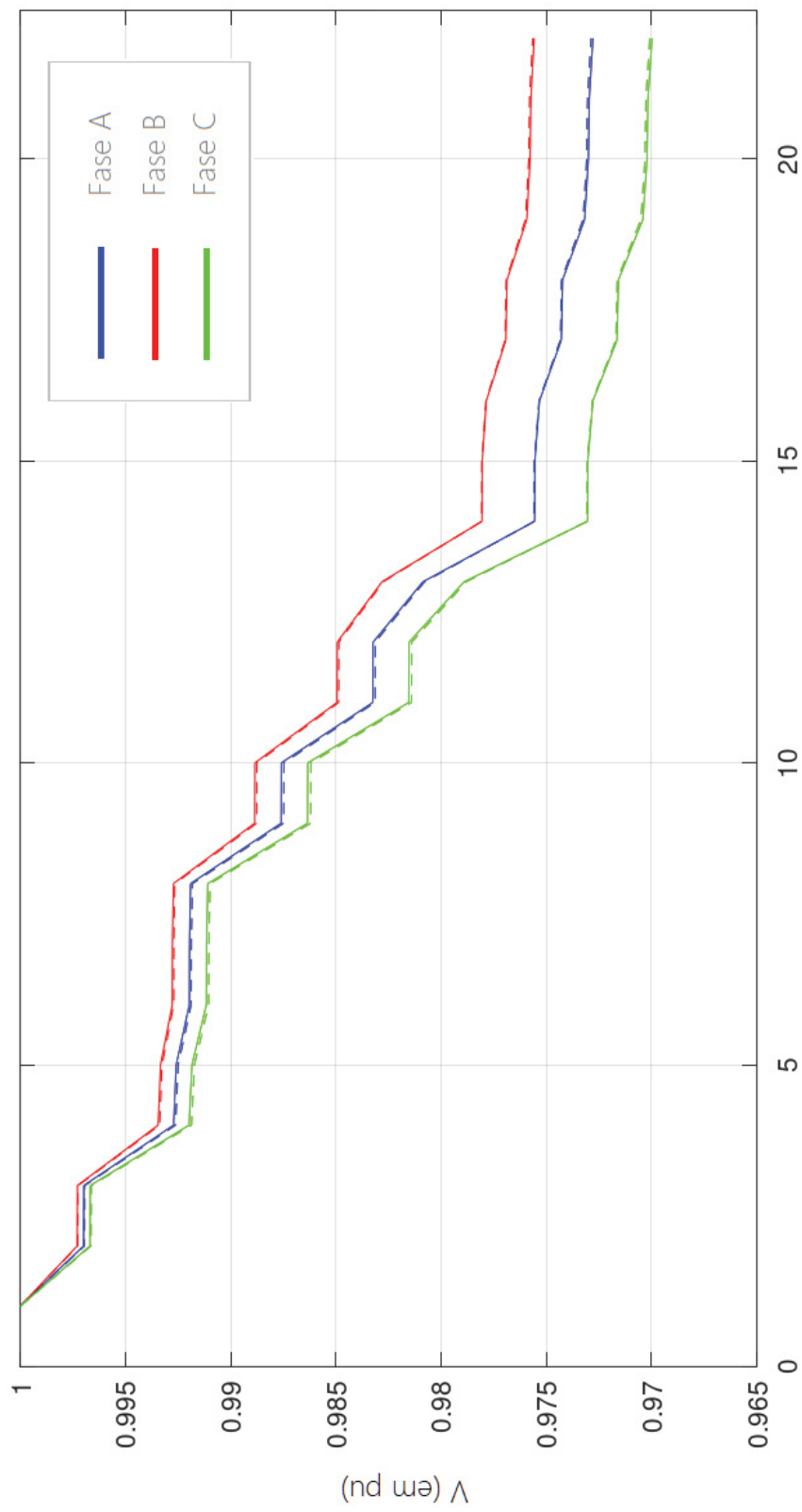
TABELA 5 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO A) DO SISTEMA DE 22 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
9	0,1485e-03
10	0,1484e-03
11	0,1264e-03

FONTE: A Autora (2022).

Como esperado, analisando os resultados obtidos no GRÁFICO 2, observa-se uma redução dos níveis de tensão, conforme o número da barra aumenta e se afasta do gerador localizado na barra 1. Vê-se uma tendência de aumento, em pu, dos valores de tensão entre fases, o desequilíbrio de 10% se acentua conforme se afasta da fonte. Nota-se a precisão do algoritmo, com discrepância baixa entre as linhas contínuas e linhas tracejadas, geradas pelos valores calculados pelo método de passo único e por NR, respectivamente. Os dados de consumo das barras estão localizados no (ANEXO 1 – Dados de Linha e Barra dos Sistemas Teste do IEEE). Também é encontrado neste anexo os dados da linha com a aplicação do desequilíbrio. Quanto mais distante é a barra do gerador, que está localizado na barra 1, maior o nível de desequilíbrio visível no gráfico.

GRÁFICO 2 - CENÁRIO A - TOPOLOGIA RADIAL ORIGINAL (22 BARRAS)



Número das barras
(A)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.1.2 Cenário B – Inserção de GDs na Topologia Radial Original

No Cenário B) que será visto a seguir, é inserido nos barramentos 6, 9, 12, 15, 18 e 21 da rede unidades geradoras de pequeno porte, fornecendo para o sistema uma potência no valor total de 3 MW, distribuída de forma trifásica na barra.

Vê-se no GRÁFICO 3 uma elevação da tensão para níveis acima de 1,002 pu na primeira barra que apresenta GD. Não se observam tensões acima de 1 pu nas barras com geração seguintes.

A TABELA 6 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação.

TABELA 6 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO B) DO SISTEMA DE 22 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
18	0,1312e-03
17	0,1309e-03
15	0,1308e-03

FONTE: A Autora (2022).

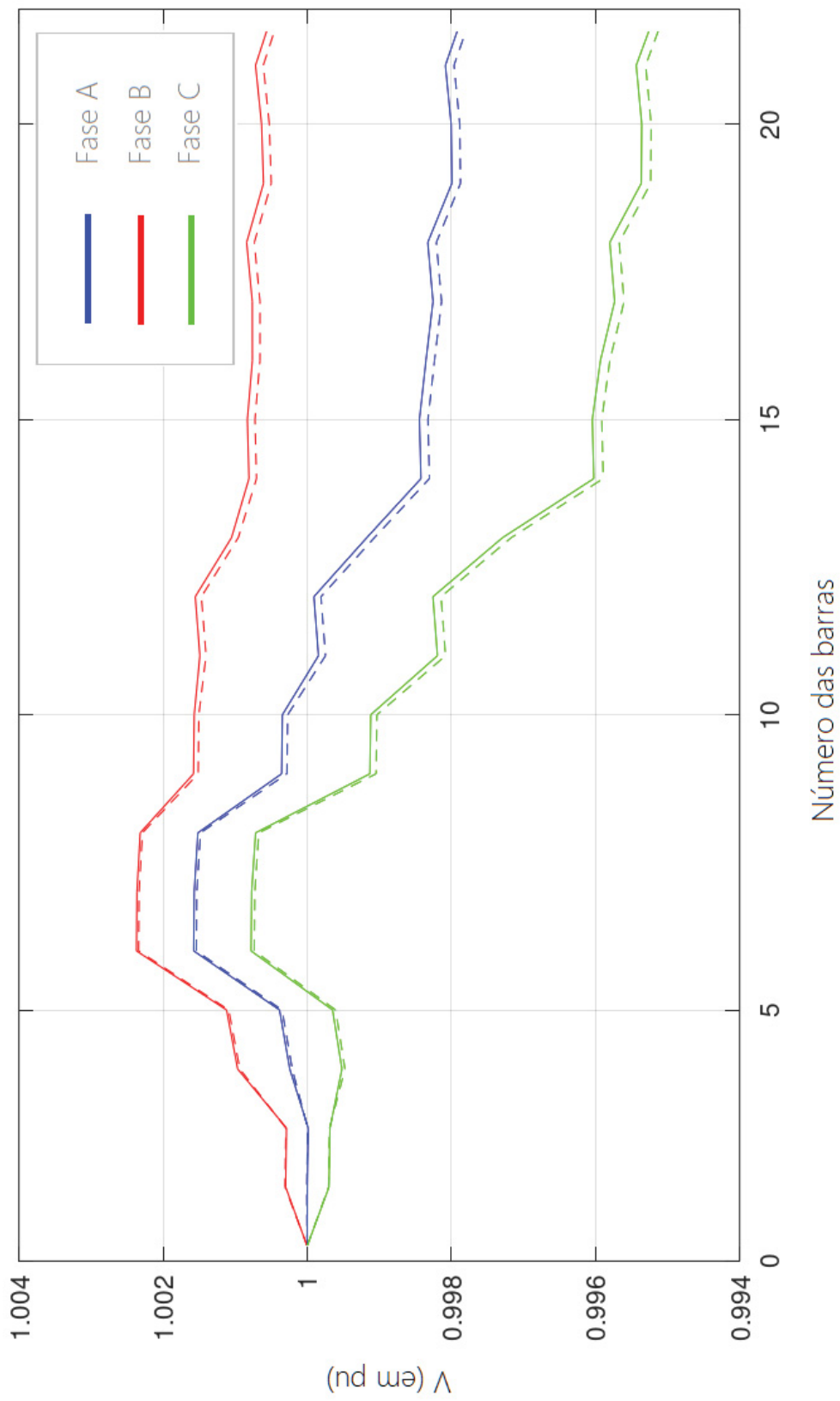
A tensão que, no Cenário A) chegou a níveis próximos de 0,97 pu no final do barramento na fase C agora, nesta mesma localização, encontra-se em níveis próximos a 0,995, mesmo com consumo de carga inalterado.

A presença de GD impediu a maior queda de tensão, como também manteve em níveis próximos os valores de tensão entre alguns barramentos, como 6 e 8 ou 19 a 21.

Comparando os valores de tensão obtidos entre o método de passo único e NR, encontra-se valores de erro mínimo na ordem de 5,16e-06 pu e máximo a 0,1312e-03 pu, mostrando a precisão do método.

De igual forma ao Cenário A), como esperado, quanto mais distante é a barra do gerador, que está localizado na barra 1, maior o nível de desequilíbrio visível no gráfico.

GRÁFICO 3 - CENÁRIO B - INSCRIÇÃO DE GDS (22 BARRAS)



(B)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.1.3 Cenário C – Ramos Chaveáveis Fechados

Para verificar o comportamento da tensão no sistema de 22 barras como um sistema de topologia em malha pelo método proposto, foram replicadas condições do cenário anterior para o caso C, sendo a que diferença inserida é o fechamento dos ramos chaveáveis (entre 3-8, 18-22 e 15-19). Os laços estão denotados pelas linhas pontilhadas no diagrama de 22 barras (FIGURA 16). As barras 6, 9, 12, 15, 18 e 21 permanecem com pequenas unidades de geração instaladas de 0,5 MW cada.

O fechamento dos ramos chaveados na rede acentuou a elevação da tensão observada nas primeiras barras do Cenário B). Nota-se que os laços fechados fizeram com que a fase B, 10% menos carregada do que a fase A mantivesse seus níveis de tensão acima de 1 pu. Vê-se, nas três fases, uma pequena redução dos valores de tensão em comparação com o cenário anterior.

A TABELA 7 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação

TABELA 7 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO C) DO SISTEMA DE 22 BARRAS

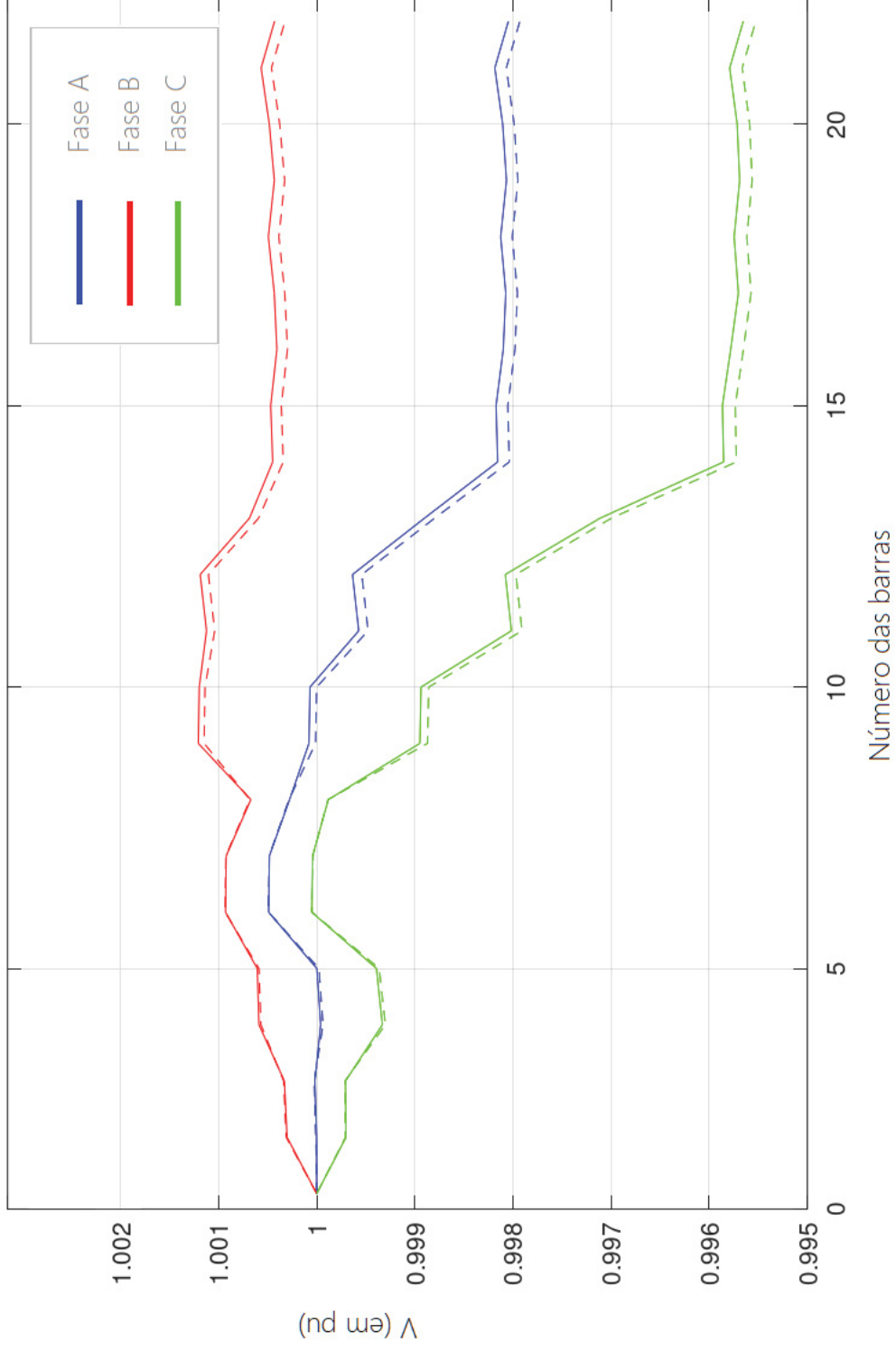
Barra	Maiores erros em pu
15	0,1305e-03
14	0,1299e-03
16	0,1296e-03

FONTE: A Autora (2022).

Entre as barras 15 e 21, onde há ramos fechados e presença de GDs, observa-se que os níveis de tensão obtidos são valores próximos uns dos outros. Não se observa a queda de tensão para valores abaixo de 0,995 pu neste cenário.

O desequilíbrio de 10% entre fases se acentua a partir da barra 9, onde não há a presença de uma topologia em anel vista nos barramentos 1-8.

GRÁFICO 4 - CENÁRIO C - RAMOS CHAVEÁVEIS FECHADOS (22 BARRAS)



(C)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.1.4 Cenário D - Presença de Cargas Monofásicas (22 Barras)

Para a obtenção do cenário D) com cargas monofásicas, foi removida da simulação a topologia em malha, voltando ao formato original radial. Realizou-se a remoção das cargas nas fases A e B das barras 19, 20, 21 e 22, ou seja, manteve-se apenas carga na fase C. A última alteração feita, em relação ao Cenário C) foi a inclusão de GDs somente nas barras 6, 9, 12, 15, 18 com 0,5 MW cada. O gerador da barra 21 foi removido para a simulação presente.

A TABELA 8 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação:

TABELA 8 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO D) DO SISTEMA DE 22 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
13	0,1107e-03
12	0,1082e-03
11	0,1078e-03

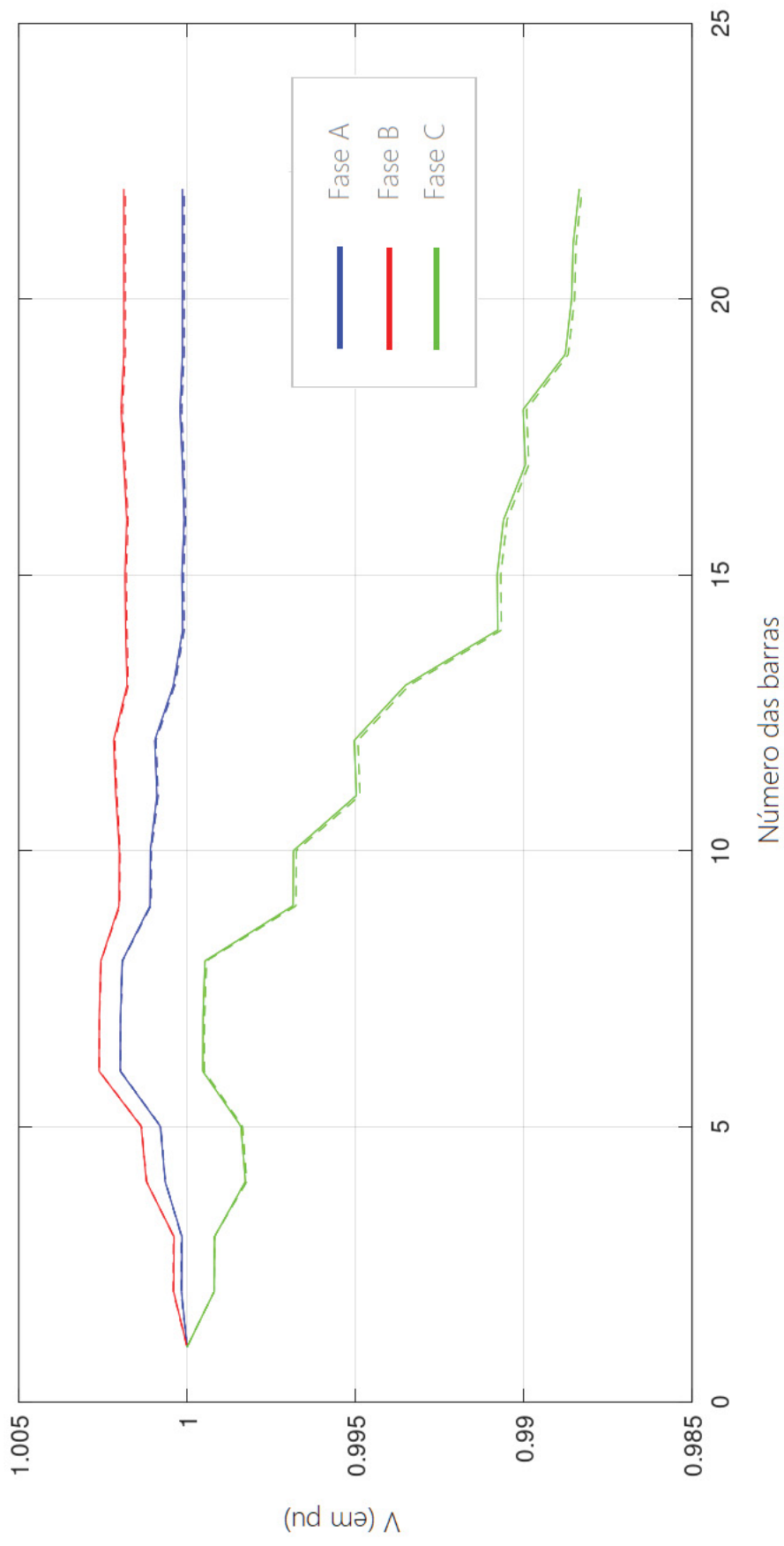
FONTE: A Autora (2022).

Com a ausência do consumo de carga da fase A e B nos últimos 4 barramentos, observa-se que a tensão permaneceu em níveis constantes nestes ramos. Os valores constantes de tensão se dão a partir do barramento 13, de onde vê-se a ramificação para dois subsistemas nestas duas fases com cargas zeradas.

Nota-se que o desequilíbrio de 10% entre fases não é visto de forma igualitária e distribuído uniformemente, como visto nos casos anteriores. A ausência de consumo nos últimos barramentos impactou o desbalanceamento de tensão desde a segunda barra.

A fase C apresentou comportamento que lembra os cenários anteriores, com a queda de tensão se acentuando conforme a barra se distancia do gerador e a carga consumida aumenta.

GRÁFICO 5 - CENÁRIO D - PRESENÇA DE CARGAS MONOFÁSICAS (22 BARRAS)



(D)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.1.5 Cenário E - Inserção de Controladores de Tensão (22 Barras)

Por último, foi testado o sistema com ramo fechado apenas entre as barras 3-8. As barras de GD permanecem localizadas em 6, 9, 12, 15 e 18 com 0,5 MW cada e o desequilíbrio entre fases permanece em 10%. Foi inserida carga monofásica apenas no barramento 21 e 22.

Foi inserido na barra 17 um controlador de tensão para manter a tensão na barra respectiva em 0,99 pu. O regulador foi alocado nesta barra tendo em vista que a partir do barramento 16 observou-se uma queda de tensão para valores abaixo de 0,99 pu.

A TABELA 9 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação

TABELA 9 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO E) DO SISTEMA DE 22 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
11	0,7686e-04
12	0,7685e-04
13	0,7150e-04

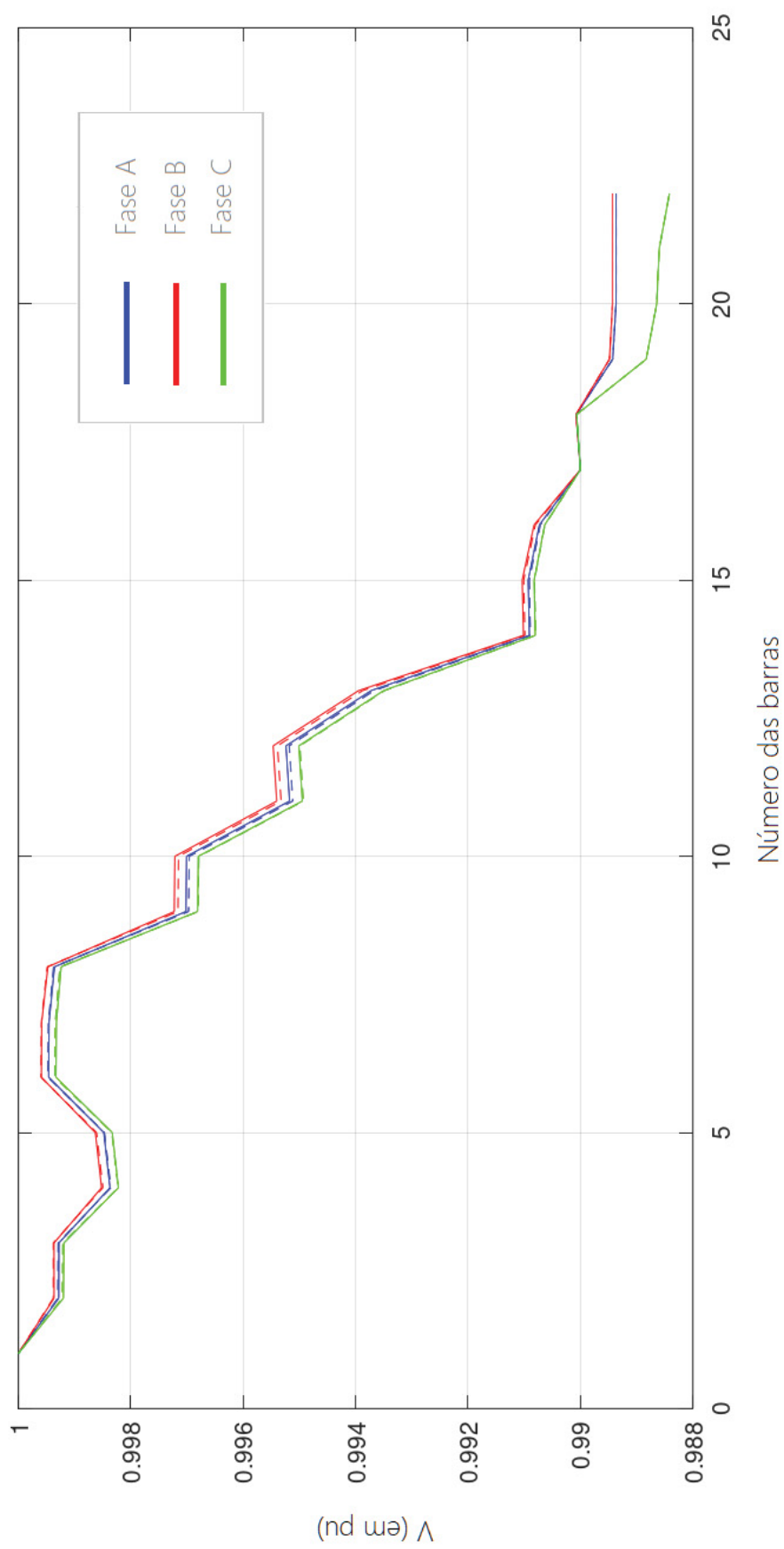
FONTE: A Autora (2022).

Observa-se que os níveis de desequilíbrio entre fases reduziram significativamente com a presença do regulador de tensão que atua nas três fases do barramento 17. Do barramento 18 para o 19, começa a ser visto o desbalanceamento entre fases causado pela ausência de consumo de carga nas fases A e B da barra 22. Das barras 19 a 22, a tensão permanece em valores constantes nestas fases, e a fase C decai devido ao valor da potência consumida.

A presença de GD continua permitindo com que os valores de tensão permaneçam constantes em determinados barramentos, como visto nos outros cenários.

Observa-se erros mínimos como $1,11e-16$ pu, e erros máximos como o $0,7686e-04$ pu. Este foi o cenário que apresentou maior equilíbrio entre fases, apesar do desbalanceamento de 10% determinado sobre o sistema.

GRÁFICO 6 - CENÁRIO E - INSERÇÃO DE CONTROLADOR DE TENSÃO (22 BARRAS)



(E)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.1.6 Erros máximos encontrados via *cpu* para o sistema de 22 barras

A Tabela 10 resume a comparação entre os valores de magnitude de tensão obtidos através do método proposto com o padrão definido pelo fluxo de potência NR, apresentando os maiores erros percentuais observados em cada cenário operacional.

TABELA 10 – ERROS ABSOLUTOS MÁXIMOS PARA O CASO DE 22 BARRAS

Cenário	Erro máximo em %
Cenário (A)	0,001506
Cenário (B)	0,001318
Cenário (C)	0,001311
Cenário (D)	0,001114
Cenário (E)	0,007721

FONTE: A Autora (2022).

Os valores baixos de diferença obtidos entre os dois métodos apresentados validam a efetividade do algoritmo não-iterativo proposto. Com pequeno esforço computacional (comparando, por exemplo, com outros métodos iterativos), com os dados trifásicos da rede e das linhas, foi possível obter a magnitude de tensão sob diferentes condições.

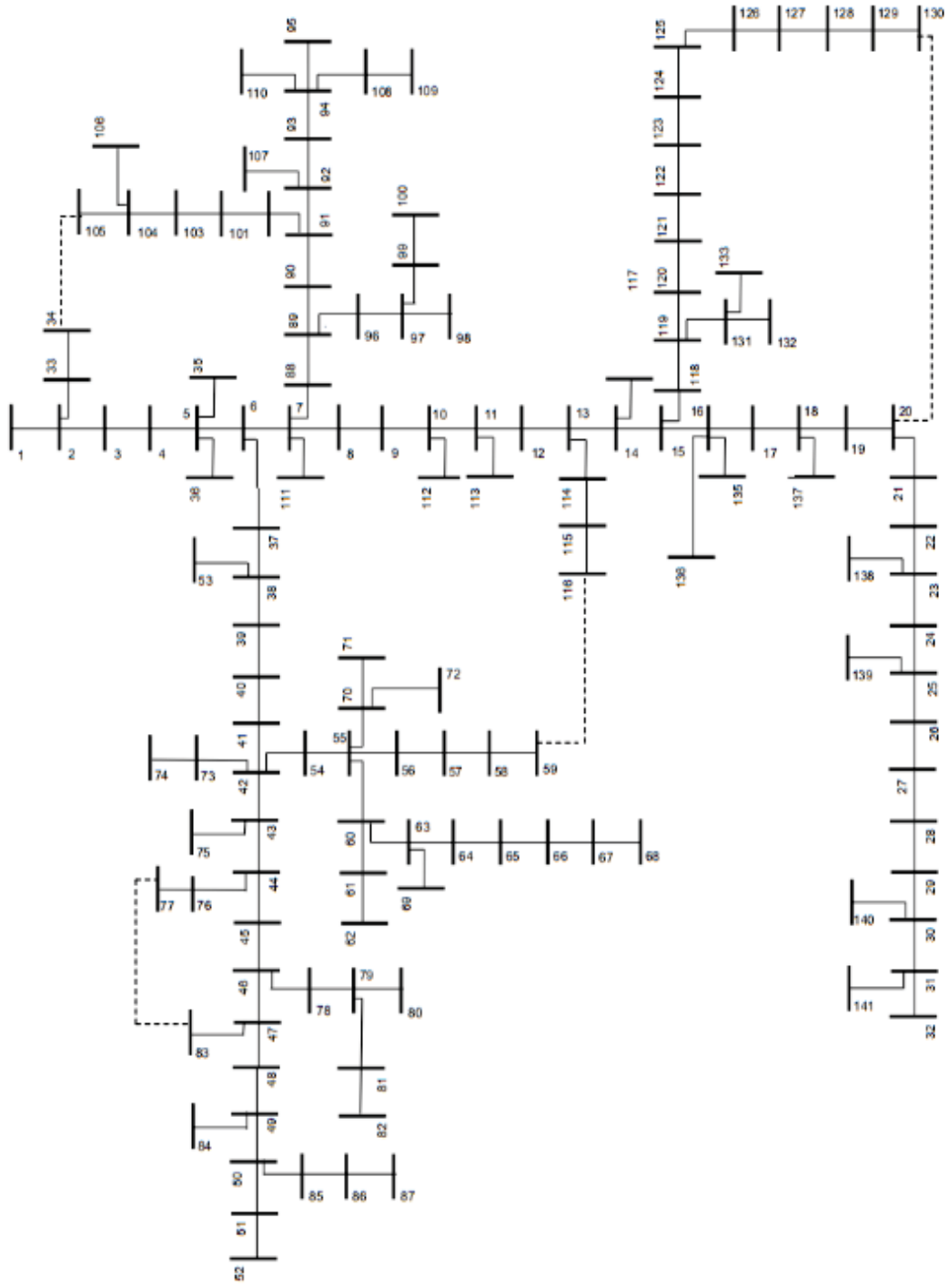
5.2.2 Validação Através do Sistema de Distribuição de 141 Barras

Para ratificar a aplicação da proposta, foi escolhido um sistema de maior porte que o anterior, cujo diagrama unifilar é mostrado na FIGURA 17. As linhas pontilhadas indicam os ramos chaveáveis incluídos para permitir a avaliação de operação em malha.

O valor médio da relação R/X das linhas de distribuição deste alimentador é 1,462. A aplicação da *cpu*, considera, portanto, um ângulo de potência base de $-34,4^\circ$, definido pela equação de determinação do ângulo-base.

Também para este sistema considerou-se a mesma condição de desequilíbrio de 10% entre as cargas das três fases que a aplicada no sistema tratado na seção anterior.

FIGURA 17 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS



FONTE: HASLER (2021).

É apresentado nos gráficos a seguir os perfis de tensão obtidos com sobrecarga de 150%, aplicada de forma uniforme a todas as cargas do sistema, considerando quatro condições operativas:

F) Topologia radial, sem GD;

G) Topologia radial, com GDs nas barras 15, 30, 45, 55, 60, 90, 120 e 130 de 0,5 MW cada;

H) Topologia em malha, nas mesmas condições do cenário (G) com os laços denotados pelas linhas pontilhadas fechados (34-105, 20-130, 59-116 e 77-83);

I) Topologia em malha, com GDs nas mesmas condições do cenário (H) e considerando controle de tensão de 0.98 pu nas barras 32 e 94.

Abaixo, na TABELA 11, são resumidos os dados das quatro simulações informadas, para melhor entendimento:

TABELA 11 - ESQUEMA DA APLICAÇÃO DO MÉTODO PARA O SISTEMA DE 141 BARRAS

Cenário	Sobre-carga	Desequilíbrio das fases	Inserção de GDs	Topologia em malha	Controladores de tensão
F	X	X			
G	X	X	X		
H	X	X	X	X	
I	X	X	X	X	X

FONTE: A Autora (2022).

Assim como feito no sistema de 22 barras, será realizada uma análise dos valores obtidos e a comparação entre os erros em valores absolutos e em porcentual observados em cada cenário.

5.2.2.1 Cenário F - Topologia Radial Original (141 Barras)

Assim como feito no primeiro sistema, foi replicada a configuração original do IEEE, sem adição de unidades geradoras, ramos chaveáveis, controladores de tensão ou desbalanceamento das cargas no momento (TABELA 4). Como dito anteriormente, foi aplicada uma sobrecarga uniforme de 150% na rede.

A adaptação do sistema original foi feita a partir dos dados monofásicos, sendo possível a representação trifilar desbalanceada. O Cenário F) foi plotado com a configuração original do sistema-teste do IEEE, aplicando o fator de desequilíbrio

entre fases, sendo a fase A com 100% do carregamento, fase B com 90% em relação à fase A e a fase C com 110% do carregamento comparando com a fase A.

A TABELA 12 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação:

TABELA 12 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO F) DO SISTEMA DE 141 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
52	0,28084e-02
87	0,28061e-02
86	0,28060e-02

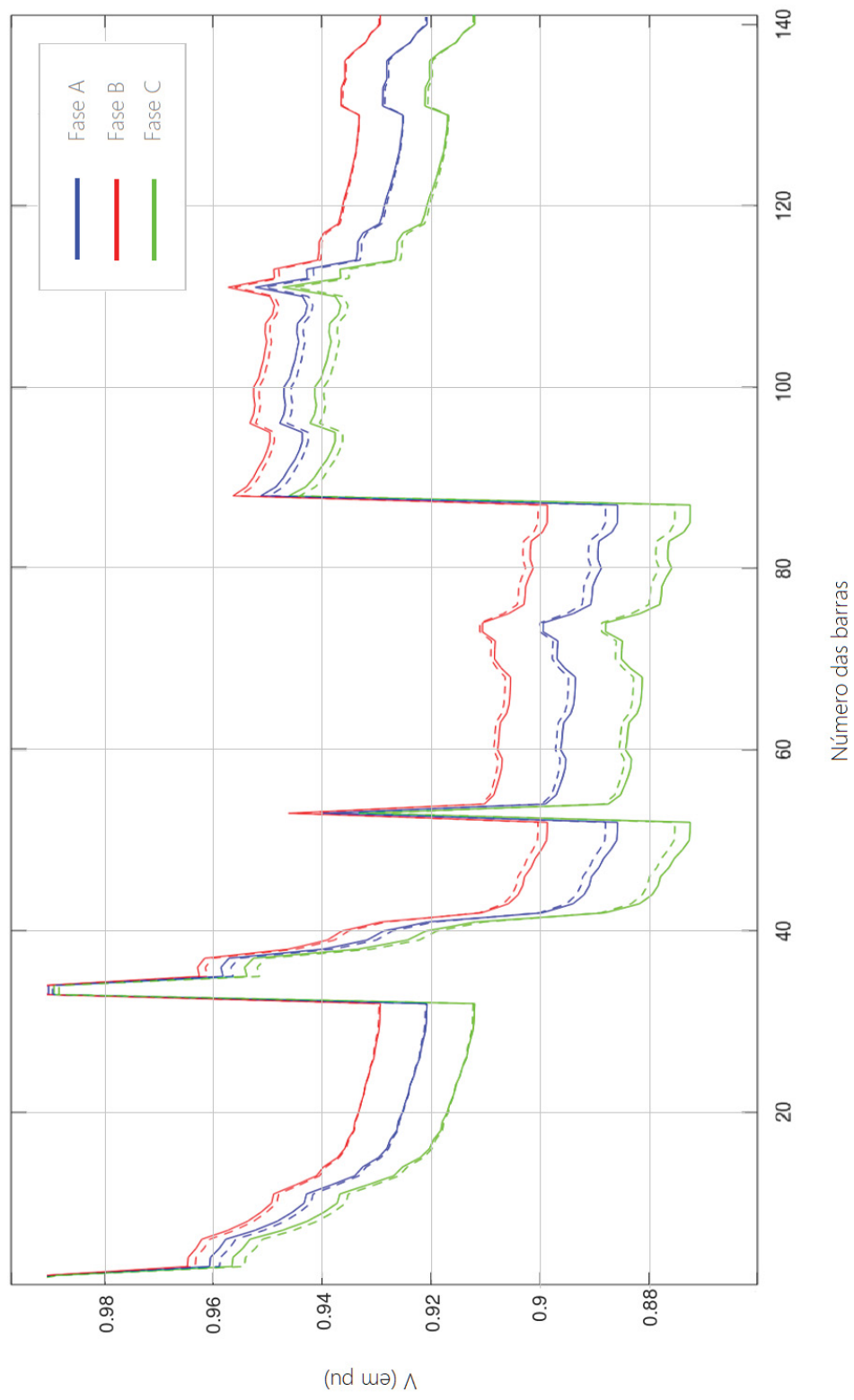
FONTE: A Autora (2022).

Observa-se, analisando os resultados obtidos no GRÁFICO 7, uma redução dos níveis de tensão, conforme o número da barra aumenta e se afasta do gerador localizado na barra 1. Vê-se uma tendência de aumento, em pu, dos valores de tensão entre fases, o desequilíbrio de 10% se acentua quando se afasta da fonte, em comparação com as primeiras barras.

Nota-se a precisão do algoritmo, com discrepância baixa entre as linhas contínuas e linhas tracejadas, geradas pelos valores calculados pelo método de passo único e por NR, respectivamente.

Os dados de consumo das barras estão localizados no (ANEXO 1 – Dados de Linha e Barra dos Sistemas Teste do IEEE). Também é encontrado neste anexo os dados da linha com a aplicação do desequilíbrio. Quando a barra se distancia do gerador, é possível ver um desbalanceamento de fases constante no sistema.

GRÁFICO 7 - CENÁRIO F - TOPOLOGIA RADIAL ORIGINAL (141 BARRAS)



(F)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.2.2 Cenário G - Topologia Radial Original Com Inserção De GD (141 Barras)

No Cenário G) é distribuído em alguns barramentos do sistema (15, 30, 45, 55, 60, 90, 120 e 130) unidades geradoras de pequeno porte, fornecendo para o sistema uma potência no valor total de 4 MW, distribuída de forma trifásica na barra.

Diferente do sistema de 22 barras, aqui não é observado elevação da tensão para níveis acima da tensão de referência.

A TABELA 13 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação:

TABELA 13 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO G) DO SISTEMA DE 141 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
52	0,25065e-02
87	0,25042e-02
86	0,25041e-02

FONTE: A Autora (2022).

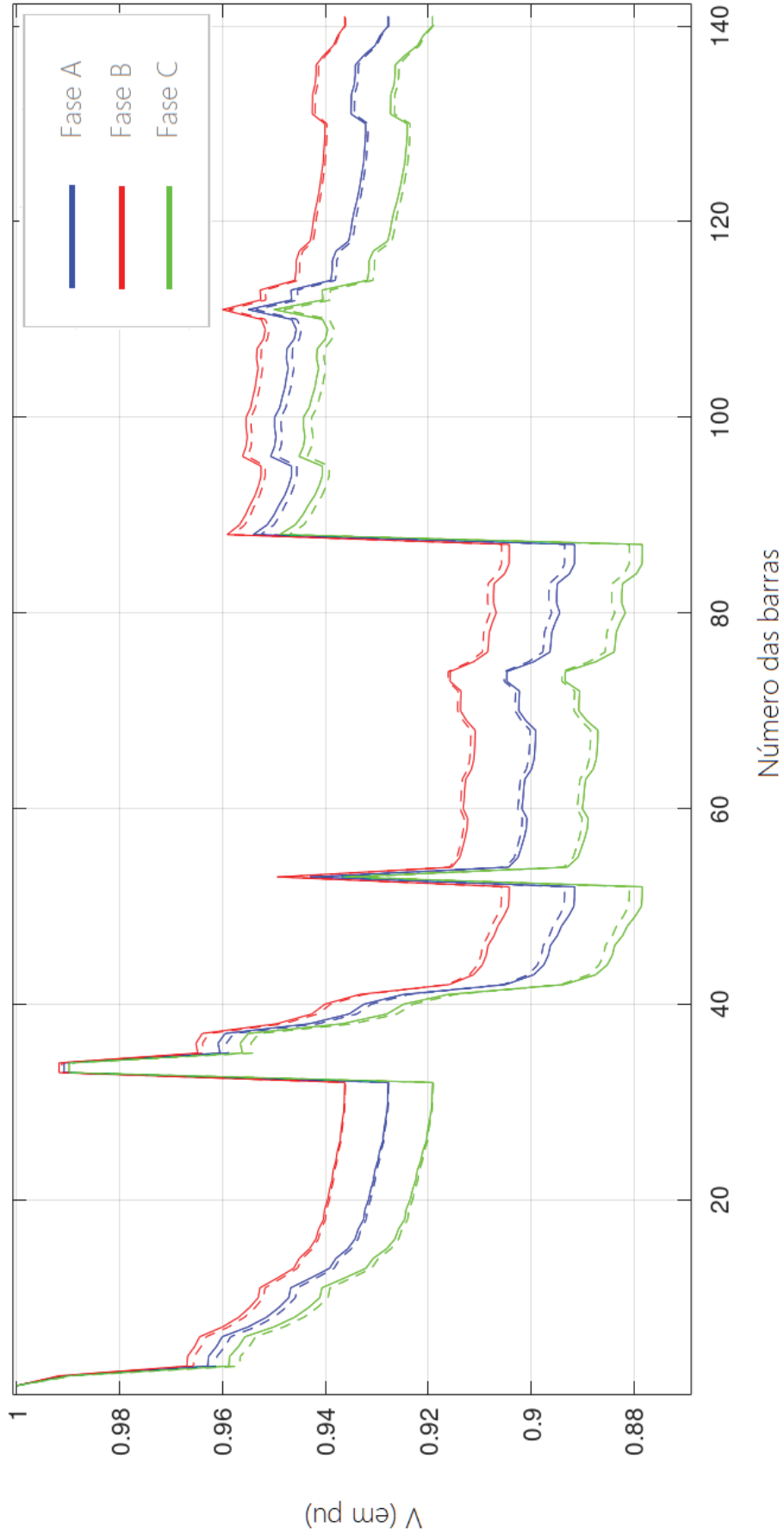
A tensão que, no Cenário F) chegou a níveis abaixo de 0,88 pu nos barramentos próximos da barra 50, agora, nesta mesma localização, encontra-se em níveis próximos ou superiores ao valor especificado, mesmo com consumo de carga inalterado.

A presença de GD impediu a maior queda de tensão, assim como visto no primeiro sistema, porém foi observado poucos momentos do gráfico onde a tensão manteve níveis próximos entre si, como observado entre as barras 25 a 30.

Comparando os valores de tensão obtidos entre o método de passo único e NR, encontra-se valores de erro mínimo na ordem de 0,1360e-03 pu e máximo a 0,25065e-02 pu, mostrando a precisão do método.

De igual forma ao Cenário F), quanto mais distante é a barra do gerador, que está localizado na barra 1, mais o desequilíbrio de 10% se acentua em comparação com as primeiras barras.

GRÁFICO 8 - CENÁRIO G - INSERÇÃO DE GDS (141 BARRAS)



(G)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.2.3 Cenário H - Ramos Chaveáveis Fechados (141 Barras)

Analisando o comportamento da tensão para o sistema de 141 barras aplicando uma topologia em malha pelo método proposto, foram replicadas as condições do cenário anterior para o caso G, sendo a diferença inserida é o fechamento dos ramos chaveáveis (34-105, 20-130, 59-116 e 77-83). Os laços estão denotados pelas linhas pontilhadas no unifilar de 141 barras (FIGURA 17). As barras 15, 30, 45, 55 60, 90, 120 e 130 permanecem com pequenas unidades de geração instaladas de 0,5 MW cada.

A presença de ramos chaveados na topologia amenizou o desbalanceamento entre fases no sistema, de forma geral. Nota-se que os laços fechados fizeram com as tensões oscilassem mais do que o cenário anterior. Vê-se, nas três fases, uma redução das diferenças de valores de tensão em comparação com o caso anterior.

A TABELA 14 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação:

TABELA 14 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO H) DO SISTEMA DE 141 BARRAS

Barra	Maiores erros em pu
102	0,1540e-02
101	0,1537e-02
91	0,1529e-02

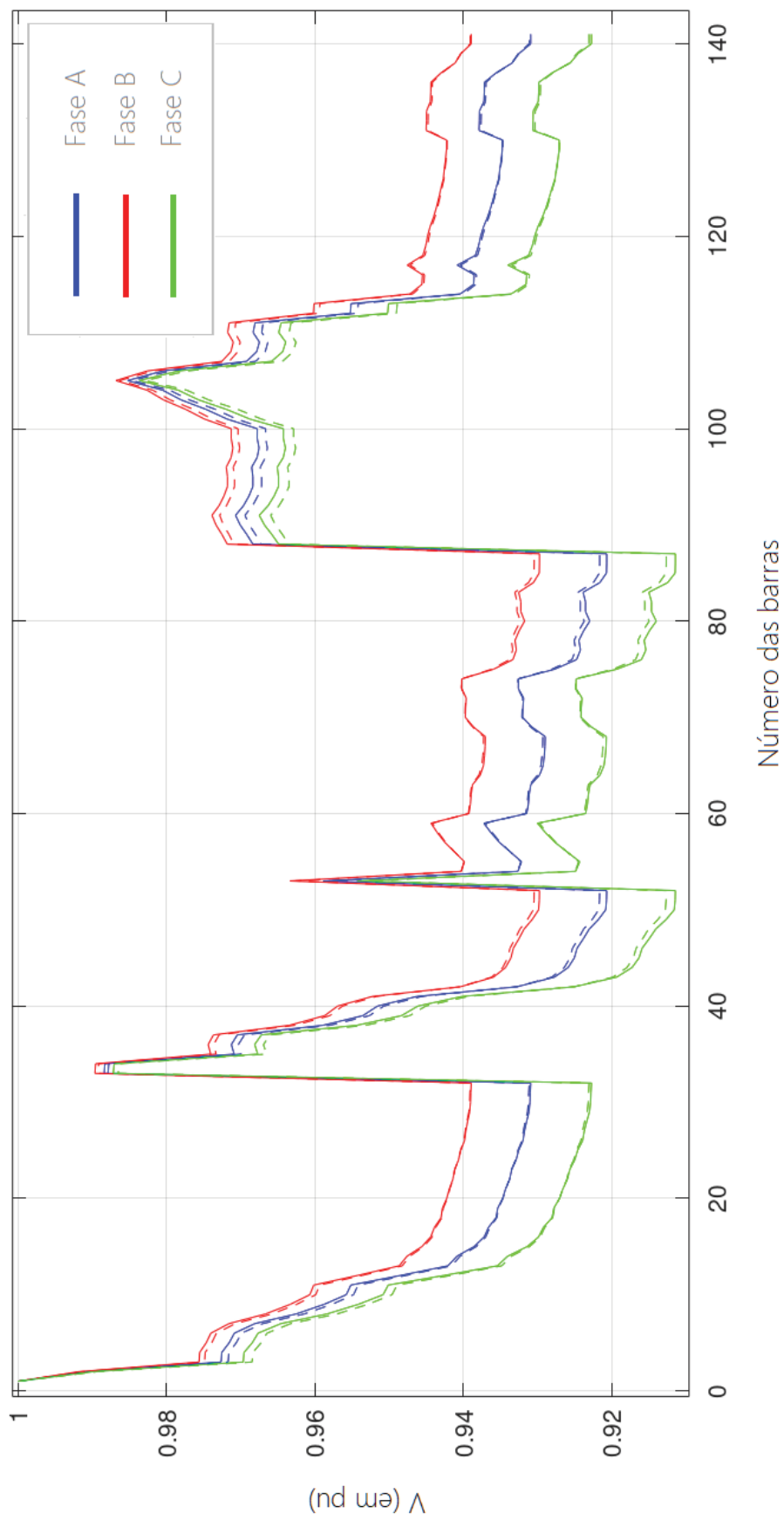
FONTE: A Autora (2022).

Não se observa agrupamento de barras que contenha níveis de tensão parecidos, neste cenário onde há ramos fechados e presença de GD.

Não são observados no gráfico valores de tensão abaixo de 0,92 pu para o caso. As magnitudes da tensão sobem consideravelmente, comparando com o Cenário G, nos barramentos próximos à barra 110.

Foram encontrados valores de erro mínimo na ordem de 7,53e-05 pu, e valor máximo, como visto na TABELA 14, de 0,1540e-02.

GRÁFICO 9 - CENÁRIO H - RAMOS CHAVEÁVEIS FECHADOS (141 BARRAS)



(H)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.2.4 Cenário I - Inserção De Controladores De Tensão (141 Barras)

Por último, foi testado o sistema com GD, ramos fechados, desequilíbrio entre fases permanecendo em 10% e inseridos nas barras 32 e 94 (onde foram observadas maiores quedas de tensão) dispositivos de controladores de tensão, para manter os valores próximos a 0,98 pu em cada uma das barras.

A TABELA 15 lista os três maiores valores de erros em pu observados na comparação entre o método não-iterativo e NR, para exemplificação:

TABELA 15 – MAIORES ERROS EM PU PARA O CENÁRIO I) DO SISTEMA DE 141 BARRAS

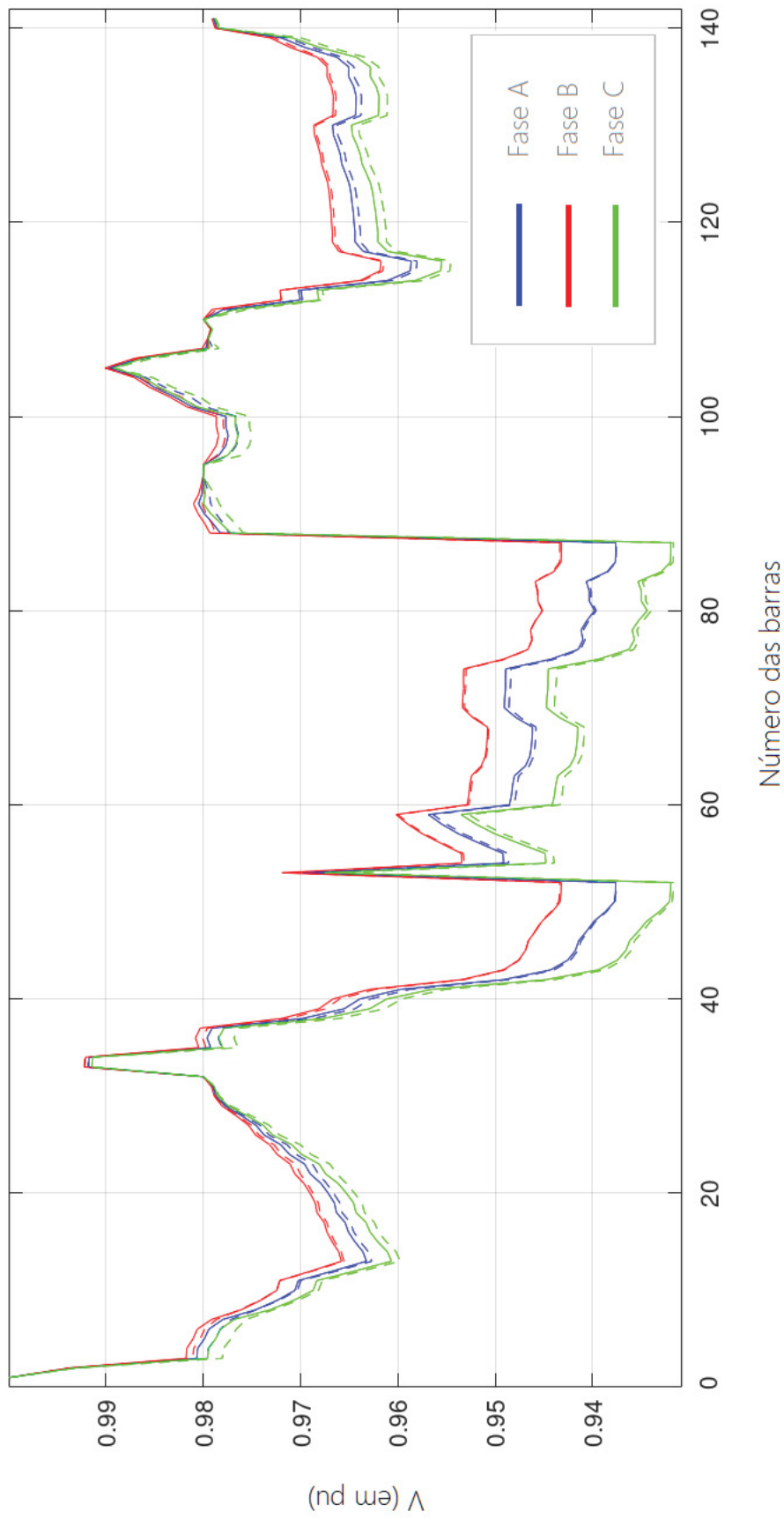
Barra	Maiores erros em pu
102	0,2079e-02
101	0,1755e-02
91	0,1623e-02

FONTE: A Autora (2022).

Observa-se que os níveis de desequilíbrio entre fases reduziram com a presença do regulador de tensão que atua nas três fases do barramento.

Foi testado diferentes valores de regulação de tensão, bem como alocação e diferentes barras, e em todos os cenários foi possível ver a convergência da tensão para valores sem desequilíbrio, como pode ser visto no final dos barramentos.

GRÁFICO 10 - CENÁRIO I - INSERÇÃO DE CONTROLADORES DE TENSÃO (141 BARRAS)



(I)

FONTE: A Autora (2022).

5.2.2.5 Erros máximos encontrados via cpu para o sistema de 141 barras

A comparação com o método NR padrão é resumida na TABELA 16, que apresenta os maiores erros absolutos observados nas condições operativas aqui consideradas.

TABELA 16 – ERROS ABSOLUTOS MÁXIMOS PARA O CASO DE 141 BARRAS

Cenário	Erro máximo em %
Cenário (F)	0,3209
Cenário (G)	0,2845
Cenário (H)	0,1589
Cenário (I)	0,2121

FONTE: A Autora (2022).

Percebe-se, analisando as duas tabelas de erros máximos encontrados nas simulações realizadas, que a ferramenta de determinação do perfil de tensão mostra-se efetiva em todas as configurações topológicas e arranjos operativos de rede avaliados. O desempenho do algoritmo não foi afetado pelo incremento de elementos ao sistema.

5.3 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste Capítulo, apresenta-se as simulações e resultados levando em conta os principais aspectos mencionados neste trabalho. Foi exposto os valores obtidos pelo método e os valores de erro máximos encontrados. Os resultados apresentados demonstram a efetividade e robustez do algoritmo não-iterativo proposto, que, com baixo esforço computacional e considerando a representação trifásica da rede sob diferentes condições operacionais e topológicas, fornece valores de tensão coerentes e com elevada precisão. É importante destacar que no tradicional FPCC são comuns erros de até 5%, como resultado das simplificações aplicadas.

Mesmo em condições operacionais adversas, como a indicada no cenário a relativo ao sistema de 141 barras, onde a tensão atinge valores abaixo de 0,88 pu, a metodologia proposta mostra-se altamente relevante, principalmente como apoio para estudos de planejamento de sistemas de distribuição.

A análise do perfil de tensão obtido pelos dois métodos permite constatar que a normalização complexa por unidade se mostra um meio eficaz para determinar as magnitudes desta variável. Sendo a magnitude de tensão uma variável de grande importância, obteve-se seus valores de forma não-iterativa, gerando redução do custo computacional, comparando com outros métodos consolidados existentes.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, uma metodologia de cálculo não-iterativa é proposta para determinar as magnitudes de tensão nodal de sistemas ativos de distribuição considerando a representação trifásica da rede elétrica.

O objetivo principal consiste em proporcionar um algoritmo de passo único para análise de sistemas de distribuição modernos com a mesma motivação que levou ao desenvolvimento do método de fluxo de potência linear tradicional, que é adequado apenas para estudos de sistemas de transmissão.

Essa proposição é viabilizada pelo uso inovador da técnica de normalização complexa por unidade. A nova abordagem proposta para o uso da *cpu* realça artificialmente o acoplamento P-V da rede de distribuição, permitindo representá-la como uma rede elétrica puramente ativa-resistiva.

A robustez e versatilidade da proposta também foram avaliadas por meio da sua aplicação em alimentadores de distribuição considerando diferentes condições de operação, e seus resultados comparados com a aplicação do Método de Newton-Rhapon para validação da metodologia.

A precisão observada nos resultados de simulação envolvendo condições operacionais e topológicas distintas, que incluem a presença de geração distribuída, cargas monofásicas e barras com controle de tensão indicam o potencial da metodologia proposta para subsidiar estudos de planejamento e operação de sistemas de distribuição.

A ferramenta computacional não-iterativa torna-se especialmente relevante considerando o novo contexto da indústria de energia, orientada pela crescente penetração da geração distribuída e pela necessidade permanente de melhoria da segurança e eficiência do fornecimento de energia elétrica.

Com a expansão das SGs, que devem incluir as perspectivas de expansão da GD, e suas consequências, tendo em vista as diversas vantagens apresentadas nos capítulos anteriores, ressalta-se a necessidade da contínua busca e pesquisa por aperfeiçoamento de métodos de análise de rede de distribuição, para que possam apoiar o planejamento da expansão e operação dos modernos SDs.

6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentou um método de obtenção do perfil trifásico em redes de distribuição, considerando desequilíbrio entre fases e presença de dispositivos de controle. Para a continuidade da realização de estudos na linha de pesquisa deste trabalho, são sugeridos alguns temas para aprofundamento do estudo e aperfeiçoamento da análise:

- A realização de estudos adicionais com relação à alocação de Geração Distribuída, utilizando a metodologia proposta como apoio;
- Do mesmo modo, estudos com relação à alocação de equipamentos de controle de tensão;
- O aprimoramento da formulação, considerando aspectos de esparsidade das matrizes;
- A aplicação do método para estudos de otimização da operação de sistemas elétricos de potência;
- O emprego da metodologia para apoio dos estudos de estabilidade de tensão em redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

ALI, A. **Smart Grid: Potentials and motivation**. 2015 IEEE Seventh International Conference on Intelligent Computing and Information Systems (ICICIS), Cairo, Egypt, 6 jul. 2022. DOI: [10.1109/IntelCIS.2015.7397183](https://doi.org/10.1109/IntelCIS.2015.7397183).

ANEEL. Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – **PRODIST MÓDULO 8 – Qualidade Do Fornecimento De Energia Elétrica**. ANEXO VIII DA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 956, DE 7 DE DEZEMBRO 2021.

AREFI, A.; SHAHNIA, F.; LEDWICH, G. **Electric Distribution Network Management and Control**. 10. ed. Power Systems Book series: Singapore: Springer, 2018. ISBN 978-981-10-7001-3.

ARRILLAGA, J.; CALLAGLIAN, C. D. **Three Phase AC-DC Load and Harmonic Flows**. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 6, No. 1, January 1991, [s. l.]. DOI: [10.1109/61.103743](https://doi.org/10.1109/61.103743)

AHMADI, H.; MARTI, J. R.; VON MEIER, A. **A linear power flow formulation for three-phase distribution systems**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 6, pp. 5012–5021, 2016. DOI: [10.1109/TPWRS.2016.2533540](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2533540)

AMBRÓSIO, B. A. S. **Método Não-Iterativo Para Determinação Das Tensões Nodais Em Sistemas De Distribuição Ativos**. Orientador: Odilon Luís Tortelli. 2017. 95 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

AMIN, S. MASSOUD E WOLLENBERG, BRUCE F. **Toward a Smart Grid**. 2005, IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41. DOI: [10.1109/MPAE.2005.1507024](https://doi.org/10.1109/MPAE.2005.1507024)

BOLOGNANI, S.; ZAMPIERI, S. **On the existence and linear approximation of the power flow solution in power distribution networks**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 1, pp. 163-172, Jan. 2016. DOI: [10.1109/TPWRS.2015.2395452](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2395452)

BROADWATER, R. P. CHANDRASEKARA, A. HUDDLESTON, C. T. KHAN A. H. **Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems**. Electric Power Systems Research. v. 14, n. 1, p. 23-33, 1988.

CANOSSA, J. **Um Programa Interativo para Estudos de Fluxo de Potência**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista, [S. l.], 2007.

CESPEDES, R. **New method for the analysis of distribution networks**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990. DOI: [10.1109/61.107303](https://doi.org/10.1109/61.107303)

CHAPRA, S. **Métodos Numéricos Aplicados com MATLAB® para Engenheiros e Cientistas**. 3. ed. rev. [S. l.]: AMGH Editora, 2013. 667 p.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. 1. ed. London, United Kingdom: Institution of Engineering and Technology, 2009. 321 p. ISBN 978-1-84919-014-5.

DVIJOTHAM, K.; MOLZAHN, D. K. **Error bounds on the DC power flow approximation: A convex relaxation approach**. 2016 IEEE 55th Conference on Decision and Control (CDC), Las Vegas, NV, USA, 1 dez. 2016. DOI: [10.1109/CDC.2016.7798623](https://doi.org/10.1109/CDC.2016.7798623)

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029** / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019 2v.: il, pág. 237.

FALCÃO, D. M. **Smart Grids e Microrredes: O Futuro já é presente**. VIII SIMPASE - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Recife - PE, Jan. 2009.

FALCÃO, D. M. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**. III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010. Disponível em: [http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/artigo SMART_GRID.PDF](http://www.cricte2004.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/artigo_SMART_GRID.PDF)

HASLER, C. F. S. **Estimativa Em Tempo Real De Micro E Minigeração Em Redes De Distribuição**. 2021. Dissertação. (Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.) - Universidade Federal do Paraná, [S. l.], 2021.

HERTEM, D. V.; VERBOOMEN, J.; PURCHALA, K.; BELMANS, R.; KLING, W. L. **Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis with Flow Controlling Devices**. **Electrical Power Systems Group**, T.U. Delft, The Netherlands. Power Systems Laboratory, T.U.Eindhoven, The Netherlands and TenneT b.v., Netherlands, abr. 2006.

IEA – International Energy Agency, **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. OECD/IEA. Paris, France, 2002.

INGETEM POWER TECHNOLOGY (Spain). **Reactive Power Compensators: INTEGRID STATCOM**. Statcom Catalogue. PC16IPTT01_ / 201905. ed. [S. l.: s. n.], 2019.

JOVANOVIC, S.; MILICEVIC, F. **Triangular distribution load flow**. IEEE Power Engineering Review (Volume: 20, Issue: 5, May 2000), [S. l.], p. 60-62, May 2000. DOI: [10.1109/39.841353](https://doi.org/10.1109/39.841353)

KHODAEI, A.; ABDULLAH, N. M.; PAASO, A.; BAHRAMIRAD, S. **Performance analysis of unbalanced three-phase linear distribution power flow model**. 2020 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D). IEEE, 2020, pp. 1–5. DOI: [10.1109/TD39804.2020.9300039](https://doi.org/10.1109/TD39804.2020.9300039)

LI, Z.; YU, J.; WU, Q. H. **Approximate Linear Power Flow Using Logarithmic Transform of Voltage Magnitudes with Reactive Power and Transmission Loss**

Consideration. IEEE Transactions on Power Systems, [S. l.], p. -, 11 nov. 2017. DOI: [10.1109/TPWRS.2017.2776253](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2776253)

MATOS, D.M.B.; CATALÃO, J.P.S. **Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1.** INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING UBI2013, Covilhã, Portugal, p. -, 27 nov. 2013. DOI: [10.13140/RG.2.1.4907.5048](https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4907.5048)

MEHMOOD, A.; YANG, F.; DONG, J.; LUO, Z.; YI, L.; WU, T. **Modeling and Load Flow Analysis for Three phase Unbalanced Distribution System.** 2021 4th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE), [S. l.], 23 abr. 2021. DOI: [10.1109/CEEPE51765.2021.9475705](https://doi.org/10.1109/CEEPE51765.2021.9475705)

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** São Paulo: Edgard Blucher, 1983. 164 p.

MOURA, A. A. F. **Novo Método E Modelos Para Estudos De Fluxo De Potência E De Curto-Circuito.** 2013. 181 f. Tese (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, [S. l.], 2013.

NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY. **A vision for the smart grid.** Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2009. Disponível em https://netl.doe.gov/sites/default/files/Smartgrid/Whitepaper_The-Modern-Grid-Vision_APPROVED_2009_06_18.pdf

NESS, J. E. V.; GRIFFIN, J. H. **Elimination methods for load-flow studies.** Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, v. 80, n. 3, p. 299–302, 1961.

ORNELLAS, A. J. **A energia dos tempos antigos aos dias atuais.** 1. ed. Maceió: Edufal - Editora da Universidade Federal de Alagoas, 2006. 71 p. v. 1.

R. WALLING, R. SAINT, R. C. DUGAN, J. BURKE, E L. A. KOJOVIC. **Summary of distributed resources impact on power delivery systems.** IEEE Transactions on power delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, 2008. DOI: [10.1109/TPWRD.2007.909115](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.909115)

ROGERS, K M; OVERBYE, T. J. **Some Applications of Distributed Flexible AC Transmission System (D-FACTS) Devices in Power Systems.** Power Symposium, NAPS '08. 40th North American, p. 1–8, 2008.

SOARES, R. C.; TORTELLI, O. L.; LOURENÇO, E. M. **Metodologia Para Determinação Do Impacto Da Geração Distribuída No Perfil De Tensão De Sistemas De Distribuição Via Algoritmo De Passo Único.** XV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, [S. l.], 18 mar. 2022

ROSSONI, P. DA ROSA, W. M. BELATI, E. A. **Linearized AC Load Flow Applied to Analysis in Electric Power Systems.** IEEE Latin America Transactions, v. 14, n. 9, p. 4048 – 4053, 2016. DOI: [10.1109/TLA.2016.7785932](https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7785932)

SAMENI, A.; NASSIF, A. B.; OPATHELLA, C.; VENKATESH, B. **A modified Newton-Raphson method for unbalanced distribution systems**. 2012 International Conference on Smart Grid (SGE), [S. l.], 27 ago. 2012. DOI: [10.1109/SGE.2012.6463955](https://doi.org/10.1109/SGE.2012.6463955)

SANTACANA, E.; RACKLIFFE, G.; TANG, L.; FENG, X. **Getting Smart - With a Clearer Vision of the Intelligent Grid, Control Emerges from Chaos**. IEEE power & energy magazine, edição abril, p. 41–48, 2010. DOI: [10.1109/MPE.2009.935557](https://doi.org/10.1109/MPE.2009.935557)

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. **A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988. DOI: [10.1109/59.192932](https://doi.org/10.1109/59.192932)

SIMPSON-PORCO, J. W. **Lossy DC Power Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, [S. l.], p. -, 21 jul. 2017. DOI: [10.1109/TPWRS.2017.2749042](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2749042)

SMITH, B.; ARRILLAGA, J.; ARRILLAGA, Jos. **AC-DC power systems analysis**. 1. ed. Londres: Institution of Electrical Engineers, 1998. 394 p. v. 1. chapter 6, page 175.

SUBRAHMANYAM, J.B.V.; RADHAKRISHNA, C.; PANDUKUMAR, K. **A Simple and Direct Approach for Unbalanced Radial Distribution System three phase Load Flow Solution**. Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology 2(5):, 2010, [S. l.], p. 452-459, 14 jun. 2010. DOI: [10.13140/RG.2.2.19198.54081](https://doi.org/10.13140/RG.2.2.19198.54081)

STREZOSKIA, V.C.; TRPEZANOVSKI, L.D. **Three-phase asymmetrical load-flow**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems (2000) 511–520, [S. l.], October 2000. DOI: [10.1016/S0142-0615\(00\)00012-0](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(00)00012-0)

TINNEY, W. F.; HART, C. E. **Power flow solution by Newton's Method**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-86, n. 11, p. 1449–1460, nov. 1967.

TESHOME, D. F. ENYEW, M. T. **Linearized Power Flow for Stochastic Optimization**. IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, v. 30, 2017. DOI: [10.1109/CCECE.2017.7946600](https://doi.org/10.1109/CCECE.2017.7946600)

TORTELLI, O. L.; LOURENCO, E. M.; GARCIA, A. V.; PAL, B. C. **Fast decoupled power flow to emerging distribution systems via complex PU normalization**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 30, n. 3, p. 1351–1358, 2015.

WANG, Y.; ZHANG, N.; LI, H.; YANG, J.; KANG, C. **Linear three-phase power flow for unbalanced active distribution networks with pv nodes**. CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 3, no. 3, pp. 321–324, Sept. 2017. DOI: [10.17775/CSEEJPES.2017.00240](https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2017.00240)

WARD, J. B.; HALE, H. W. **Digital computer solution of power-flow problems**. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, v. 75, n. 3, p. 398–404, 1956.

WATITWA, J.; AWODELE, K. **A Review on Active Distribution System State Estimation**. Proceedings - 2019 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa, SAUPEC/RobMech/PRASA 2019, p. 726–731, 2019. DOI: [10.1109/RoboMech.2019.8704833](https://doi.org/10.1109/RoboMech.2019.8704833)

YANG, J.; ZHANG, N.; KANG, C.; XIA, Q. **A state-independent linear power flow model with accurate estimation of voltage magnitude**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3607–3617, 2016. DOI: [10.1109/TPWRS.2016.2638923](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2638923)

YANG, Z.; XIE, K.; YU, J.; ZHONG, H.; ZHANG, N.; XIA, Q. **A General Formulation of Linear Power Flow Models: Basic Theory and Error Analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, [S. l.], set. 2018. DOI: [10.1109/TPWRS.2018.2871182](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2871182)

ZIMMERMAN, R. D.; CHIANG, H. **Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems**. 1995 IEEE/PES Winter Meeting, New York, NY, 2 maio 1995. DOI: [10.1109/59.476074](https://doi.org/10.1109/59.476074)

ZIMMERMANN, M. P. **Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes – Relatório**. Ministério de Minas e Energia, 2010. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36148/342584/RELAT%C3%93RIO+SMART+GRID/cf509d1b-b503-5eda-5392-97738fe6f45a?version=1.0>

ANEXO 1 – DADOS DE LINHA E BARRA DOS SISTEMAS TESTE DO IEEE

TABELA 17 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE DE 22 BARRAS

DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE DE 22 BARRAS (ADAPTADO)			
De	Para	Resistência (pu)	Reatância (pu)
1	2	0.03028099	0.01493388
2	3	0.00452066	0.00233058
2	4	0.04476033	0.02304959
4	5	0.01595041	0.00818182
5	6	0.10834711	0.05580165
6	7	0.00494215	0.00254545
6	8	0.02400826	0.01236364
4	9	0.06141322	0.03162810
9	10	0.00452066	0.00233058
9	11	0.05578512	0.02876860
11	12	0.00452066	0.00233058
11	13	0.03257851	0.01677686
13	14	0.08644628	0.04452893
14	15	0.00181818	0.00095868
14	16	0.00452066	0.00233058
16	17	0.02654545	0.01366942
17	18	0.00784298	0.00403306
17	19	0.04743802	0.02445455
19	20	0.01067769	0.00545455
20	21	0.00719835	0.00371901
20	22	0.04404132	0.02267769
3	8	0.04000000	0.02000000
18	22	0.04000000	0.02000000
15	19	0.04000000	0.02000000

FONTE: Matpower 6.0, Adaptado para trifásico.

TABELA 18 - DADOS DE BARRA DO SISTEMA IEEE DE 22 BARRAS

DADOS DE BARRA EXPANDIDOS PARA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO EM 10% ENTRE FASES DO SISTEMA IEEE DE 22 BARRAS								
Nº da barra	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)	Condut e Suscep shunt (MW)	Base de Tensão (kV)
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	11.0
2	0.0168	0.0209	0.01512	0.01881	0.01848	0.02299	0.0000	11.0
3	0.0168	0.0209	0.01512	0.01881	0.01848	0.02299	0.0000	11.0
4	0.0338	0.0373	0.03042	0.03357	0.03718	0.04103	0.0000	11.0
5	0.0146	0.0125	0.01314	0.01125	0.01606	0.01375	0.0000	11.0
6	0.0105	0.0142	0.00945	0.01278	0.01155	0.01562	0.0000	11.0
7	0.0088	0.0117	0.00792	0.01053	0.00968	0.01287	0.0000	11.0
8	0.0144	0.0186	0.01296	0.01674	0.01584	0.02046	0.0000	11.0
9	0.0193	0.0259	0.01737	0.02331	0.02123	0.02849	0.0000	11.0
10	0.0144	0.0186	0.01296	0.01674	0.01584	0.02046	0.0000	11.0
11	0.0163	0.0195	0.01467	0.01755	0.01793	0.02145	0.0000	11.0
12	0.0163	0.0195	0.01467	0.01755	0.01793	0.02145	0.0000	11.0
13	0.0821	0.0717	0.07389	0.06453	0.09031	0.07887	0.0000	11.0
14	0.0347	0.0301	0.03123	0.02709	0.03817	0.03311	0.0000	11.0
15	0.0347	0.0301	0.03123	0.02709	0.03817	0.03311	0.0000	11.0
16	0.0803	0.0701	0.07227	0.06309	0.08833	0.07711	0.0000	11.0
17	0.0496	0.0478	0.04464	0.04302	0.05456	0.05258	0.0000	11.0
18	0.0496	0.0478	0.04464	0.04302	0.05456	0.05258	0.0000	11.0
19	0.0438	0.0389	0.03942	0.03501	0.04818	0.04279	0.0000	11.0
20	0.0373	0.0360	0.03357	0.0324	0.04103	0.0396	0.0000	11.0
21	0.0373	0.0360	0.03357	0.0324	0.04103	0.0396	0.0000	11.0
22	0.0310	0.0294	0.0279	0.02646	0.0341	0.03234	0.0000	11.0

FONTE: Matpower 6.0, Adaptado para trifásico.

TABELA 19 - DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE DE 141 BARRAS

DADOS DE LINHA DO SISTEMA IEEE 141 BARRAS (ADAPTADO)			
De	Para	Resistência (pu)	Reatância (pu)
1	2	0,003711	0,00263
2	3	0,011093	0,007865
3	4	0,0000579	0,0000386
4	5	0,000592	0,000418
5	6	0,000437	0,000315
6	7	0,003016	0,004019
7	8	0,004733	0,006309
8	9	0,004174	0,002952
9	10	0,00326	0,002309
10	11	0,000746	0,000527
11	12	0,008302	0,005871
12	13	0,007891	0,005569
13	14	0,003138	0,002219
14	15	0,006154	0,004354
15	16	0,005531	0,003916
16	17	0,002559	0,001813
17	18	0,005325	0,00364
18	19	0,001196	0,000849
19	20	0,003595	0,00254
20	21	0,002347	0,001582
21	22	0,003685	0,001974
22	23	0,001691	0,001228
23	24	0,004392	0,003196
24	25	0,002559	0,001813
25	26	0,004688	0,003408
26	27	0,002154	0,001569
27	28	0,003756	0,002662
28	29	0,004212	0,002977
29	30	0,002199	0,001595
30	31	0,000823	0,000585
31	32	0,002232	0,001576
2	33	0,002849	0,002019
33	34	0,000129	0,0000579
5	35	0,014624	0,003563
5	36	0,008135	0,010064
6	37	0,000354	0,000469
37	38	0,013093	0,00926

38	39	0,006032	0,004264
39	40	0,002232	0,001576
40	41	0,005904	0,00418
41	42	0,014907	0,010547
42	43	0,007762	0,005492
43	44	0,002849	0,002019
44	45	0,002604	0,001852
45	46	0,001029	0,000817
46	47	0,00409	0,002894
47	48	0,002682	0,001897
48	49	0,004707	0,00328
49	50	0,005325	0,003576
50	51	0,002559	0,001813
51	52	0,001447	0,001023
38	53	0,005408	0,003826
42	54	0,001035	0,000733
54	55	0,003389	0,002399
55	56	0,005743	0,004064
56	57	0,005576	0,003942
57	58	0,004334	0,003068
58	59	0,003016	0,002135
55	60	0,002148	0,001518
60	61	0,002103	0,001492
61	62	0,002643	0,001871
60	63	0,00227	0,001608
63	64	0,006733	0,004765
64	65	0,004334	0,003068
65	66	0,001942	0,001376
66	67	0,002932	0,002077
67	68	0,001402	0,00099
63	69	0,002354	0,001666
55	70	0,001486	0,001055
70	71	0,000772	0,000186
70	72	0,004502	0,003183
42	73	0,001486	0,001055
73	74	0,000193	0,000412
43	75	0,002437	0,001723
44	76	0,00355	0,002514
46	77	0,003318	0,002804
76	78	0,001074	0,000707
78	79	0,002669	0,00065
79	80	0,00645	0,001569
79	81	0,00973	0,002379

81	82	0,000212	0,0000515
47	83	0,000547	0,000399
49	84	0,003325	0,002887
50	85	0,000945	0,000232
85	86	0,000238	0,000103
86	87	0	0,00000643
7	88	0,001119	0,001486
88	89	0,003016	0,004019
89	90	0,001923	0,002559
90	91	0,001363	0,00182
91	92	0,002026	0,002701
92	93	0,001801	0,002399
93	94	0,001325	0,001762
94	95	0,001325	0,001762
89	96	0,004418	0,003125
96	97	0,006238	0,004412
97	98	0,005801	0,00126
97	99	0,000212	0,0000515
99	100	0,000212	0,0000515
91	101	0,001486	0,001055
101	102	0,003717	0,00263
102	103	0,005717	0,001395
103	104	0,004045	0,000984
104	105	0,007524	0,001833
104	106	0,000733	0,000167
92	107	0,00546	0,001331
94	108	0,003936	0,001672
108	109	0,002907	0,001235
94	110	0,000212	0,0000515
7	111	0,004624	0,003273
10	112	0,006881	0,001678
11	113	0,002232	0,001576
13	114	0,004006	0,002836
114	115	0,004296	0,003042
115	116	0,000257	0,0000643
14	117	0,003254	0,002354
15	118	0,001035	0,000733
118	119	0,002971	0,002103
119	120	0,002727	0,001929
120	121	0,00326	0,002309
121	122	0,004707	0,003331
122	123	0,003756	0,002662
123	124	0,003923	0,002778

11	0	0	0	0	0	0	0	12,5
12	0,0213	0,0132	0.028755	0.01782	0.035145	0.02178	0	12,5
13	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
14	0	0	0	0	0	0	0	12,5
15	0	0	0	0	0	0	0	12,5
16	0	0	0	0	0	0	0	12,5
17	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
18	0	0	0	0	0	0	0	12,5
19	0	0	0	0	0	0	0	12,5
20	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
21	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
22	0	0	0	0	0	0	0	12,5
23	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
24	0	0	0	0	0	0	0	12,5
25	0	0	0	0	0	0	0	12,5
26	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
27	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
28	0	0	0	0	0	0	0	12,5
29	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
30	0	0	0	0	0	0	0	12,5
31	0	0	0	0	0	0	0	12,5
32	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
33	0	0,00E+00	0	0	0	0	0	12,5
34	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
35	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
36	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
37	0,0425	0,0263	0.057375	0.035505	0.070125	0.043395	0	12,5
38	0	0	0	0	0	0	0	12,5
39	0,017	0,0105	0.02295	0.014175	0.02805	0.017325	0	12,5
40	0	0	0	0	0	0	0	12,5
41	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
42	0	0	0	0	0	0	0	12,5
43	0	0	0	0	0	0	0	12,5
44	0,0425	0,0263	0.057375	0.035505	0.070125	0.043395	0	12,5
45	0	0	0	0	0	0	0	12,5
46	0	0	0	0	0	0	0	12,5
47	0	0	0	0	0	0	0	12,5
48	0,1062	0,0658	0.14337	0.08883	0.17523	0.10857	0	12,5
49	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
50	0	0	0	0	0	0	0	12,5
51	0,1062	0,0658	0.14337	0.08883	0.17523	0.10857	0	12,5
52	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
53	0,0425	0,0263	0.057375	0.035505	0.070125	0.043395	0	12,5

54	0	0	0	0	0	0	0	12,5
55	0	0	0	0	0	0	0	12,5
56	0,0213	0,0132	0.028755	0.01782	0.035145	0.02178	0	12,5
57	0	0	0	0	0	0	0	12,5
58	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
59	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
60	0	0	0	0	0	0	0	12,5
61	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
62	0,17	0,1054	0.2295	0.14229	0.2805	0.17391	0	12,5
63	0	0	0	0	0	0	0	12,5
64	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
65	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
66	0,1913	0,1185	0.25826	0.15998	0.31565	0.19553	0	12,5
67	0,0425	0,0263	0.057375	0.035505	0.070125	0.043395	0	12,5
68	0,085	0,0527	0.11475	0.071145	0.14025	0.086955	0	12,5
69	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
70	0	0	0	0	0	0	0	12,5
71	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
72	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
73	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
74	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
75	0,0382	0,0237	0.05157	0.031995	0.06303	0.039105	0	12,5
76	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
77	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
78	0	0	0	0	0	0	0	12,5
79	0,4271	0,2647	0.57659	0.35735	0.70471	0.43676	0	12,5
80	0,6375	0,3951	0.86062	0.53338	10.519	0.65192	0	12,5
81	0	0	0	0	0	0	0	12,5
82	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
83	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
84	0,1913	0,1185	0.25826	0.15998	0.31565	0.19553	0	12,5
85	0	0	0	0	0	0	0	12,5
86	0,425	2,63E-01	0.57375	0.35559	0.70125	0.43461	0	12,5
87	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
88	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
89	0,0553	0,0342	0.074655	0.04617	0.091245	0.05643	0	12,5
90	0	0	0	0	0	0	0	12,5
91	0	0	0	0	0	0	0	12,5
92	0	0	0	0	0	0	0	12,5
93	0	0	0	0	0	0	0	12,5
94	0,0935	0,0579	0.12623	0.078165	0.15427	0.095535	0	12,5
95	0	0	0	0	0	0	0	12,5
96	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5

97	0	0	0	0	0	0	0	12,5
98	0,255	1,58E-01	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
99	0	0	0	0	0	0	0	12,5
100	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
101	0,0127	0,0079	0.017145	0.010665	0.020955	0.013035	0	12,5
102	0	0	0	0	0	0	0	12,5
103	0,1062	0,0658	0.14337	0.08883	0.17523	0.10857	0	12,5
104	0	0	0	0	0	0	0	12,5
105	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
106	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
107	0,4271	0,2647	0.57659	0.35735	0.70471	0.43676	0	12,5
108	0	0	0	0	0	0	0	12,5
109	0,6375	3,95E-01	0.86062	0.53338	10.519	0.65192	0	12,5
110	0,6375	0,3951	0.86062	0.53338	10.519	0.65192	0	12,5
111	0,0213	0,0132	0.028755	0.01782	0.035145	0.02178	0	12,5
112	0,425	0,2634	0.57375	0.35559	0.70125	0.43461	0	12,5
113	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
114	0	0	0	0	0	0	0	12,5
115	0	0	0	0	0	0	0	12,5
116	0,255	0,158	0.34425	0.2133	0.42075	0.2607	0	12,5
117	0,0553	0,0342	0.074655	0.04617	0.091245	0.05643	0	12,5
118	0	0	0	0	0	0	0	12,5
119	0,0935	0,0579	0.12623	0.078165	0.15427	0.095535	0	12,5
120	0	0	0	0	0	0	0	12,5
121	0	0	0	0	0	0	0	12,5
122	0	0	0	0	0	0	0	12,5
123	0,085	0,0527	0.11475	0.071145	0.14025	0.086955	0	12,5
124	0,1062	0,0658	0.14337	0.08883	0.17523	0.10857	0	12,5
125	0	0	0	0	0	0	0	12,5
126	0	0	0	0	0	0	0	12,5
127	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
128	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
129	0,0935	0,0579	0.12623	0.078165	0.15427	0.095535	0	12,5
130	0,0956	0,0593	0.12906	0.080055	0.15774	0.097845	0	12,5
131	0	0	0	0	0	0	0	12,5
132	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
133	0,0382	0,0237	0.05157	0.031995	0.06303	0.039105	0	12,5
134	0,0297	0,0184	0.040095	0.02484	0.049005	0.03036	0	12,5
135	0,0213	0,0132	0.028755	0.01782	0.035145	0.02178	0	12,5
136	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5
137	0,0467	0,029	0.063045	0.03915	0.077055	0.04785	0	12,5
138	0,0425	0,0263	0.057375	0.035505	0.070125	0.043395	0	12,5
139	0,0425	0,0263	0.057375	0.035505	0.070125	0.043395	0	12,5

140	0,1275	0,079	0.17213	0.10665	0.21038	0.13035	0	12,5
141	0,0638	0,0395	0.08613	0.053325	0.10527	0.065175	0	12,5

FONTE: Matpower 6.0