

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Alexandre Soares Altgott

Impacto de Contingências na Análise Harmônica de Sistemas Elétricos de
Potência: uma abordagem usando Análise de Sensibilidade baseada no
Teorema da Compensação

Juiz de Fora

2024

Alexandre Soares Altgott

Impacto de Contingências na Análise Harmônica de Sistemas Elétricos de Potência: uma abordagem usando Análise de Sensibilidade baseada no Teorema da Compensação

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Igor Delgado de Melo, Dr.

Juiz de Fora

2024

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Altgott, A.S.

Impacto de Contingências na Análise Harmônica de Sistemas Elétricos de Potência: uma abordagem usando Análise de Sensibilidade baseada no Teorema da Compensação / Alexandre Soares Altgott. – 2024.

143 p. : il.

Orientador: Igor Delgado de Melo

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Análise harmônica. 2. Análise de contingências. 3. Análise de sensibilidade. I. Melo, I.D., orient. II. Título.

Alexandre Soares Altgott

Impacto de Contingências na Análise Harmônica de Sistemas Elétricos de Potência: uma abordagem usando Análise de Sensibilidade baseada no Teorema da Compensação

Dissertação
apresentada ao
Programa de Pós-
Graduação em
Engenharia
Elétrica da Universidade
Federal de Juiz de
Fora como requisito
parcial à obtenção do
título de Mestre em
Engenharia Elétrica.
Área de
concentração:
Sistemas de Energia
Elétrica

Aprovada em 04 de setembro de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Bráulio César de Oliveira

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Marcelo Antônio Alves Lima

Universidade Federal de Juiz de Fora



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 04/09/2024, às 16:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bráulio César de Oliveira, Usuário Externo**, em 04/09/2024, às 16:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcelo Antonio Alves Lima, Professor(a)**, em 04/09/2024, às 16:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1910766** e o código CRC **05ED7799**.

À minha família e amigos.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço ao meu orientador, Prof. Igor Delgado de Melo, por sua orientação, paciência e encorajamento ao longo de todo este processo. Seus conhecimentos e conselhos foram fundamentais para a realização deste trabalho e sem ele não seria possível finalizá-lo.

Aos membros da banca avaliadora, que se disponibilizaram para contribuir com sugestões para o trabalho, ajudando a elevar o texto de forma significativa.

Agradeço também a todos meus colegas e amigos que me acompanharam no decorrer do curso, que me incentivaram e me ajudaram em todo o processo, além dos momentos de felicidade e companheirismo compartilhados.

Aos membros do Grupo de Estudos e Pesquisa em Qualidade de Energia (GEPEQE), que forneceram conselhos e suporte à pesquisa.

Aos meus pais, Alice e Eduardo, pela dedicação incansável e todos os sacrifícios necessários para me alçar a este momento, acreditando em meu potencial a todo momento e me motivando a cada etapa do caminho.

À minha namorada Marianne, por estar sempre ao meu lado, apoiando-me e compartilhando grandes momentos de alegria e com quem espero passar o resto de minha vida junto.

À Universidade Federal de Juiz de Fora, pela excelência de ensino e suporte financeiro durante todo o trajeto.

A todos os demais amigos e membros da família que não pude mencionar.

“Deve haver alguma coisa nos livros, coisas que não podemos imaginar, para levar uma mulher a ficar numa casa em chamas; tem de haver alguma coisa. Ninguém se mata assim a troco de nada.”

(Ray Bradbury, Fahrenheit 451)

RESUMO

Com o aumento do uso de fontes energéticas alternativas que necessitam de aparato da eletrônica de potência, assim como também a crescente introdução de cargas não lineares em geral, há uma proliferação de harmônicos por todo o sistema elétrico. Contudo, o tema ainda não é tão explorado em sua completa vastidão. Por exemplo, não há muitos estudos atuais sobre a correlação e efeito entre contingências e distorções harmônicas no sistema. Diante desse problema, torna-se necessário o desenvolvimento de novas técnicas que sejam capazes de trazer uma avaliação do impacto da saída de elementos da rede em seu estado harmônico. Tendo em vista esse contexto, a presente dissertação propõe um método para analisar e estudar a variação que ocorre nas distorções harmônicas após a ocorrência de contingências. A metodologia proposta traz uma abordagem apoiada na análise de sensibilidade para estudar a mudança que ocorre na rede após uma contingência, em que o teorema da compensação é aplicado diretamente para estimar as novas tensões em cada ordem harmônica de interesse. A análise do tema, sob esse ponto de vista, tem como grande vantagem desfazer-se da necessidade de recalcular o fluxo de potência e fluxo de potência harmônico (ou outro método de análise harmônica) para cada contingência avaliada, substituindo diversos cálculos matriciais iterativos por operações matemáticas simples que fornecem uma aproximação da realidade operativa da rede elétrica em um vantajoso tempo computacional. Em complemento a isso, índices são propostos para, então, mensurar a severidade de cada contingência sob a ótica das distorções harmônicas. Esses índices podem ser aplicados diretamente à resposta fornecida pela análise de sensibilidade para encontrar as linhas mais críticas de forma automática e rapidamente, possibilitando análises em tempo real para ranqueamento de contingências mais críticas. O método é aplicado em três sistemas testes: o IEEE 30 barras, o *New England* e o IEEE 57 barras; a partir dos quais simulações são conduzidas e os resultados são comparados com o modelo determinístico tradicional obtido usando o fluxo de potência iterativo. Por conseguinte, os resultados mostram-se com exatidão bastante satisfatória. Além disso, consegue-se entregar uma solução para o problema com um tempo de processamento na margem de até 200 vezes mais rápido que o método tradicional sob a perspectiva do esforço computacional. A principal contribuição deste trabalho está na proposta de um novo método para calcular distorções harmônicas após eventos contingenciais e a possibilidade de ranquear a severidade de cada contingência considerando aspectos de qualidade de energia, tradicionalmente não averiguados na prática nesse contexto.

Palavras-chave: Análise harmônica. Análise de contingências. Análise de sensibilidade. Teorema da compensação. Ranqueamento de contingências.

ABSTRACT

With the increasing use of alternative energy sources that require power electronics, as well as the growing introduction of nonlinear loads in general, there is a proliferation of harmonics throughout the electrical system. However, this topic is still not fully explored in its entirety. For example, there are not many current studies on the correlation and effect between contingencies and harmonic distortions in the system. Given this issue, it becomes necessary to develop new techniques capable of assessing the impact of network element outages on its harmonic state. In this context, the present dissertation proposes a method to analyze and study the variation that occurs in harmonic distortions after the occurrence of contingencies. The proposed methodology brings an approach supported by sensitivity analysis to study the change that occurs in the network after a contingency, where the compensation theorem is directly applied to estimate the new voltages in each harmonic order of interest. The analysis of the topic from this perspective has the great advantage of eliminating the need to recalculate the power flow and harmonic power flow (or other harmonic analysis methods) for each evaluated contingency. It replaces several iterative matrix calculations with simple mathematical operations that provide an approximation of the operational reality of the electrical network in an advantageous computational time. In addition to this, indexes are proposed to measure the severity of each contingency from the perspective of harmonic distortions. These indexes can be directly applied to the response provided by the sensitivity analysis to automatically and quickly find the most critical lines, enabling real-time analyses for ranking the most critical contingencies. The method is applied to three test systems: the IEEE 30-bus, the New England, and the IEEE 57-bus systems. Simulations are performed, and the results are compared with the traditional deterministic model obtained using power flow analysis. The results show satisfactory accuracy for the vast majority of cases. Additionally, the method provides a solution to the problem with a processing time up to 200 times faster than the deterministic method from the perspective of computational effort. The main contribution of this work lies in the proposal of a new method to calculate harmonic distortions after contingency events and the ability to rank the severity of each contingency considering power quality aspects, which are traditionally not investigated in this context.

Keywords: Harmonic analysis. Contingency analysis. Sensitivity analysis. Compensation theorem. Contingency ranking.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Matriz elétrica brasileira.	24
Figura 2	– Exemplo de um sistema simples	29
Figura 3	– Sistema exemplo após uma contingência	29
Figura 4	– Classificação dos tipos de estabilidade de um sistema de potência	30
Figura 5	– Fluxograma do ranqueamento de contingências baseado nos índices PI_P , PI_V e PI_{VQ}	36
Figura 6	– Exemplo de uma curva com distorções harmônicas	38
Figura 7	– Modelo PI de uma linha	40
Figura 8	– Modelo de carga série	44
Figura 9	– Modelo de carga paralelo	45
Figura 10	– Modelo de carga CIGRE	46
Figura 11	– Fluxograma do Método da Compensação das Correntes.	52
Figura 12	– Fluxograma da metodologia proposta.	78
Figura 13	– Fluxograma para validação da metodologia proposta	82
Figura 14	– Sistema exemplo <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (IEEE) 5 barras	83
Figura 15	– Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 30 barras.	94
Figura 16	– Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 30 barras.	95
Figura 17	– Perfil de <i>Total Harmonic Distortion</i> (THD) das barras do sistema IEEE 30 barras.	95
Figura 18	– Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 30 barras após contingência na linha 3-4 via Método Proposto (MP) e Método Iterativo (MI).	96
Figura 19	– Perfil de THD das barras do sistema IEEE 30 barras após contingência na linha 3-4 via MP e MI.	97
Figura 20	– Variação do THD do sistema IEEE 30 barras após contingência na linha 3-4 via MP.	97
Figura 21	– Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 3-4 do sistema IEEE 30 barras.	98
Figura 22	– Diagrama unifilar do sistema teste <i>New England</i>	103
Figura 23	– Perfil de tensão das barras do sistema <i>New England</i>	104
Figura 24	– Perfil de THD das barras do sistema <i>New England</i>	105
Figura 25	– Perfil de tensão das barras do sistema <i>New England</i> após contingência na linha 3-4 via MP e MI.	106
Figura 26	– Perfil de THD das barras do sistema <i>New England</i> após contingência na linha 3-4 via MP e MI.	106

Figura 27	– Variação do THD do sistema <i>New England</i> após contingência na linha 3-4 via MP.	107
Figura 28	– Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 3-4 do sistema <i>New England</i>	108
Figura 29	– Perfil de tensão das barras do sistema <i>New England</i> após contingência na linha 4-5 via MP e MI.	109
Figura 30	– Perfil de THD das barras do sistema <i>New England</i> após contingência na linha 4-5 via MP e MI.	109
Figura 31	– Variação do THD do <i>New England</i> após contingência da linha 4-5 via MP.	110
Figura 32	– Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 4-5 do sistema <i>New England</i>	110
Figura 33	– Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 57 barras.	117
Figura 34	– Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras.	118
Figura 35	– Perfil de THD das barras do sistema IEEE 57 barras.	118
Figura 36	– Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 12-16 via MP e MI.	119
Figura 37	– Perfil de THD das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 12-16 via MP e MI.	120
Figura 38	– Variação do THD do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 12-16 via MP.	120
Figura 39	– Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 12-16 do sistema IEEE 57 barras.	121
Figura 40	– Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 1-17 via MP e MI.	122
Figura 41	– Perfil de THD das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 1-16 via MP e MI.	122
Figura 42	– Variação do THD do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 1-16 via MP.	123
Figura 43	– Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 1-16 do sistema IEEE 57 barras.	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Fatores de correção da resistência para o efeito pelicular	42
Tabela 2 – Lista de principais referências sobre análise de contingências . . .	58
Tabela 3 – Lista de principais referências sobre análise e fluxo de potência harmônico	63
Tabela 4 – Dados da fonte harmônica	84
Tabela 5 – Solução do sistema de 5 barras base	84
Tabela 6 – Novo estado do sistema de 5 barras comparado ao original . . .	88
Tabela 7 – Espectro harmônico para o sistema IEEE 30 barras	93
Tabela 8 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 1 e Índice Proposto 1 (IP1)).	99
Tabela 9 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 1 e Índice Proposto 2 (IP2)).	99
Tabela 10 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 2 e IP1).	100
Tabela 11 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 2 e IP2).	100
Tabela 12 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 3 e IP1).	101
Tabela 13 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 3 e IP2).	101
Tabela 14 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 4).	101
Tabela 15 – Tempo de processamento computacional para o sistema IEEE 30 barras.	102
Tabela 16 – Espectro harmônico utilizado.	104
Tabela 17 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo IP1 (Carga normal).	111
Tabela 18 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo IP2 (Carga normal).	112
Tabela 19 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo índice A_k (Carga normal).	112
Tabela 20 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo IP1 (Carga leve).	113
Tabela 21 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo IP2 (Carga leve).	113
Tabela 22 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo índice A_k (Carga leve).	114

Tabela 23 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo IP1 (Carga pesada).	114
Tabela 24 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo IP2 (Carga pesada).	115
Tabela 25 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema <i>New England</i> pelo índice A_k (Carga Pesada).	115
Tabela 26 – Tempo de processamento computacional para o sistema <i>New England</i> .116	
Tabela 27 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP1.	124
Tabela 28 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP1).	125
Tabela 29 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP2 (Fator de penalidade 1).	125
Tabela 30 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP2 com fator de penalidade 1).	126
Tabela 31 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP2 (Fator de penalidade 2).	127
Tabela 32 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP2 com fator de penalidade 2).	127
Tabela 33 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP2 (Fator de penalidade 4).	128
Tabela 34 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP2 com fator de penalidade 4).	128
Tabela 35 – Tempo de processamento computacional para o sistema IEEE 57 barras.	129
Tabela 36 – Dados de barra do sistema <i>New England</i> modificado.	140
Tabela 37 – Dados de barra do sistema IEEE 57 barras modificado.	141

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEN	Balanço Energético Nacional
PNE2050	Plano Nacional de Energia 2050
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEP	Sistema Elétrico de Potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
CIG	<i>Converter interfaced generation</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
CIGRE	<i>Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques</i>
MICTH	Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico
FHCIM	<i>Four-Wire Three-Phase Harmonic Current Injection Method</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
SSR	<i>Subsynchronous Resonance</i>
IGE	<i>Induction Generator Effect</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generators</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
MIC	Método de Injeção de Correntes
FPH	Fluxo de Potência Harmônico
FP	Fluxo de Potência
MCC	Método da Compensação das Correntes
IP1	Índice Proposto 1
IP2	Índice Proposto 2
MP	Método Proposto
MI	Método Iterativo

REGRAS GERAIS DE NOTAÇÃO

O presente trabalho adota em todo seu escopo as regras gerais de notação conven-
cionadas a seguir:

- **Vetores e/ou matrizes:** variável representada por letra em negrito (ex: \mathbf{Y}_h , \mathbf{E}_h e \mathbf{I}_h);
- **Valor máximo dentro de um vetor:** é representada pelo símbolo de *max* antes do vetor (ex: $\max(\mathbf{V})$);
- **Indicação de ordem harmônica e/ou estado original:** variável representada pela marcação em sobrescrito. Para as indicações da ordem harmônica e do estado original utilizam-se, respectivamente, *h* e 0 (ex: $\mathbf{E}^{0,h}$ e $\mathbf{I}^{0,h}$).

LISTA DE SÍMBOLOS

h	Ordem harmônica
Hz	Hertz
MW	Megawatts
PI_V	Índice de severidade de contingência
nb	Número de barras do sistema
α_{v_i}	Peso não negativo para o índice PI_V
n	Fator de penalidade
$ V_i $	Módulo de tensão na barra i pós contingência
$ V_i^0 $	Módulo de tensão nominal na barra i
ΔV_i^{Lim}	Limite máximo da variação de tensão desejado ou permitido
PI_{VQ}	Índice de severidade de contingência
α_{q_i}	Peso não negativo para o índice PI_{VQ}
ng	Número de geradores do sistema
Q_i	Potência reativa produzida pela barra i
Q_i^{Max}	Limite de potência reativa produzida pela barra i
PI_P	Índice de severidade de contingência
nl	Número de linhas do sistema
α_{pl}	Peso não negativo para o índice PI_P
P_l	Fluxo de potência ativa da linha l
P_l^{Lim}	Fluxo de potência ativa limite da linha l
V_1	Tensão na frequência fundamental
V_h	Tensão na harmônica h
I_1	Corrente na frequência fundamental
I_h	Corrente na harmônica h
THD_V	Distorção harmônica total para a onda de tensão

THD_I	Distorção harmônica total para a onda de corrente
h_{max}	Ordem harmônica máxima
Z	Impedância
Y	Admitância
Z_{eq}	Impedância equivalente
Y_{eq}	Admitância equivalente
y_h	Admitância shunt da linha por unidade comprimento
z_h	Impedância da linha por unidade comprimento
d	Distância da linha
r_h	Resistência da linha por unidade comprimento
x_h	Reatância da linha por unidade comprimento
ω_0	Frequência fundamental
l	Indutância
g_h	Condutância da linha por unidade comprimento
b_h	Susceptância da linha por unidade comprimento
c	Capacitância
Z_t	Impedância de um transformador
R_1	Resistência para a frequência fundamental
f	Frequência
μ_r	Permeabilidade relativa do condutor
R_t	Resistência do transformador para a frequência fundamental
X_t	Reatância do transformador para a frequência fundamental
Z_g	Impedância de um gerador
R_g	Resistência do gerador para a frequência fundamental
X_g''	Reatância subsíncrona do gerador para a frequência fundamental
R	Resistência

X	Reatância
V	Tensão para a frequência fundamental
P	Potência ativa para a frequência fundamental
Q	Potência reativa para a frequência fundamental
M	Fração da carga do motor em relação à carga total
X_m	Reatância do motor
$I_{h, \text{espectro}}$	Magnitude de corrente percentual do espectro harmônico da carga na ordem harmônica h
$I_{1, \text{espectro}}$	Magnitude de corrente percentual do espectro harmônico da carga na frequência fundamental
θ_h	Ângulo de fase da corrente na ordem harmônica h
θ_1	Ângulo de fase da corrente na frequência fundamental
$\theta_{h, \text{espectro}}$	Ângulo do espectro harmônico da carga na ordem harmônica h
$\theta_{1, \text{espectro}}$	Ângulo do espectro harmônico da carga na frequência fundamental
\mathbf{Y}_h	Matriz de admitância nodal do sistema para a componente harmônica h
\mathbf{E}_h	Vetor de tensões harmônicas da ordem h
\mathbf{I}_h	Vetor de correntes harmônicas da ordem h
p.u.	Por unidade
\mathbf{Y}^0	Matriz de admitância nodal para o sistema pré contingência
\mathbf{I}^0	Vetor de correntes para o sistema pré contingência
\mathbf{E}^0	Vetor de tensões para o sistema pré contingência
\mathbf{Y}	Matriz de admitância nodal
$\Delta\mathbf{Y}$	Alteração na matriz de admitância nodal
$\mathbf{Y}^{0,h}$	Matriz de admitância nodal para o sistema pré contingência na harmônica h
$\mathbf{I}^{0,h}$	Vetor de correntes para o sistema pré contingência na harmônica h
$\mathbf{E}^{0,h}$	Vetor de tensões para o sistema pré contingência na harmônica h

$\Delta \mathbf{Y}^h$	Alteração na matriz de admitância nodal na harmônica h
\mathbf{Y}^h	Matriz de admitância nodal na harmônica h
Δy_{km}^h	Alteração da admitância no ramo km na harmônica h
$\Delta \mathbf{E}^h$	Alteração no vetor de tensões na harmônica h
\mathbf{E}^h	Vetor de tensões na harmônica h
\mathbf{I}^h	Vetor de correntes na harmônica h
$\mathbf{Z}^{0,h}$	Matriz de impedâncias para o sistema pré contingência na harmônica h
$\Delta \mathbf{V}_k$	é a variação de tensão da contingência k
\mathbf{V}_0	é a tensão para o sistema em condições normais
$\Delta \mathbf{P}_{km}$	é a variação do fluxo entre linhas após a contingência
f_1	índice proposto para medir a severidade pela perspectiva do THD
α	é o peso não negativo do índice f_1
f_2	índice proposto para medir a severidade pela perspectiva da estabilidade de tensão
β	é o peso não negativo do índice f_2
f_3	índice proposto para medir a severidade pela perspectiva do fluxo entre linhas
γ	é o peso não negativo do índice f_3
THD_i	é THD na barra i pós contingência;
THD^{Lim}	é o limite máximo de THD desejado ou permitido.
$e_{per.}$	Erro percentual do THD
$e_{abs.}$	Erro absoluto do THD
$e_{harm.}$	Erro absoluto para a tensão de cada ordem harmônica
THD_{MI}	Distorção harmônica total calculado pelo método iterativo
THD_{MP}	Distorção harmônica total calculado pelo método proposto

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	22
1.2	MOTIVAÇÃO	25
1.3	OBJETIVOS	26
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES	26
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	27
2	CONCEITOS FUNDAMENTAIS	28
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	28
2.2	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA	28
2.2.1	Conceitos básicos	28
2.2.2	Estabilidade do sistema	29
2.2.3	Condições operacionais do sistema	33
2.2.4	Ranqueamento de contingências	33
2.3	ANÁLISE HARMÔNICA	37
2.3.1	Conceitos iniciais	37
2.3.2	Modelagem da rede elétrica	39
2.3.2.1	<i>Linhas de transmissão</i>	40
2.3.2.2	<i>Transformadores</i>	42
2.3.2.3	<i>Unidades geradoras</i>	43
2.3.2.4	<i>Cargas lineares</i>	43
2.3.2.4.1	Modelo série	44
2.3.2.4.2	Modelo paralelo	45
2.3.2.4.3	Modelo CIGRE/EDF	45
2.3.2.5	<i>Cargas não lineares</i>	47
2.3.3	Métodos de análise harmônica	47
2.3.4	Análise harmônica no domínio da frequência	48
2.3.4.1	<i>Métodos diretos</i>	49
2.3.4.1.1	Método da varredura de frequência	49
2.3.4.1.2	Método de injeção de correntes	50
2.3.4.2	<i>Métodos iterativos</i>	50
2.3.4.2.1	Método do ponto fixo	50
2.3.4.2.2	Fluxo de potência harmônico	51
2.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	54
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	55
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	55
3.2	CONTINGÊNCIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	55
3.3	ANÁLISE E FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO	59

3.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	64
4	METODOLOGIA PROPOSTA	65
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	65
4.2	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE USANDO O TEOREMA DA COM- PENSÇÃO	66
4.2.1	Adição de linhas	71
4.2.2	Alterações múltiplas	72
4.3	RANQUEAMENTO DE CONTINGÊNCIAS	74
4.4	FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA	77
4.5	VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS E DO MÉTODO	80
4.6	EXEMPLO ILUSTRATIVO	83
4.7	CONCLUSÕES PARCIAIS	90
5	TESTES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS	91
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	91
5.2	IEEE 30 BARRAS	93
5.2.1	Contingência da linha 3-4	96
5.2.2	Ranqueamento	98
5.2.2.1	<i>Cenário 1</i>	99
5.2.2.2	<i>Cenário 2</i>	99
5.2.2.3	<i>Cenário 3</i>	100
5.2.2.4	<i>Cenário 4</i>	101
5.2.3	Tempo de processamento computacional	102
5.3	NEW ENGLAND	102
5.3.1	Contingência da linha 3-4	105
5.3.2	Contingência da linha 4-5	108
5.3.3	Ranqueamento	111
5.3.3.1	<i>Carga normal</i>	111
5.3.3.2	<i>Carga leve</i>	113
5.3.3.3	<i>Carga pesada</i>	114
5.3.4	Tempo de processamento computacional	115
5.4	IEEE 57 BARRAS	116
5.4.1	Contingência da linha 12-16	119
5.4.2	Contingência da linha 1-16	121
5.4.3	Ranqueamento	123
5.4.3.1	<i>Fator de penalidade 1</i>	125
5.4.3.2	<i>Fator de penalidade 2</i>	126
5.4.3.3	<i>Fator de penalidade 4</i>	127
5.4.4	Tempo de processamento computacional	128
5.5	CONCLUSÕES PARCIAIS	129

6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	130
6.1	CONCLUSÕES FINAIS	130
6.2	TRABALHOS FUTUROS	132
	REFERÊNCIAS	133
	APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS	140
A.1	SISTEMA NEW ENGLAND MODIFICADO	140
A.2	SISTEMA IEEE 57 BARRAS MODIFICADO	141

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho busca correlacionar dois temas que são estudados tradicionalmente de forma separada os quais podem, porém, afetar um ao outro. O tema de pesquisa está associado ao impacto de contingências na distorção harmônica de um sistema elétrico. Com o aumento exponencial de fontes de energia renováveis, há um impacto na qualidade de energia do sistema, sendo que, atualmente, é considerada essa deterioração na qualidade de energia para o planejamento e operação do sistema em condições normais. Contudo, não é avaliada a possibilidade da ocorrência de contingências durante análises harmônicas. Caso esse impacto não seja levado em consideração, é possível que a segurança do sistema seja comprometida em determinadas situações contingenciais e necessite de reforços estruturais. Neste capítulo, é exposta a contextualização geral, as principais motivações do trabalho, assim como seus objetivos e, por fim, a estruturação da dissertação.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Desde a descoberta da eletricidade, o mundo mudou. Desde então, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é parte crucial de cada nação. Porém, esse não é o fim das mudanças pois, frequentemente, novas tecnologias são introduzidas, bem como novas fontes de energia e há, cada vez mais, uma demanda maior de energia por parte dos consumidores. Isso gera uma complexidade progressivamente maior durante a operação dos sistemas elétricos de potência. Exemplos atuais incluem a procura por recursos energéticos sustentáveis e, conseqüentemente, a introdução de fontes renováveis na matriz energética (Eroğlu *et al.*, 2021). Fato que suscita a necessidade de desenvolver novas técnicas para lidar com a geração intermitente, ou altamente variável, e a deterioração da qualidade de energia. Portanto, esses desafios impõem necessidade de melhor planejamento e reforços na rede elétrica (Francisco, 2017).

Um dos pontos mais importantes no contexto dos novos problemas a serem considerados é a mencionada qualidade de energia. Inicialmente, os sistemas elétricos possuíam uma característica predominantemente linear. Contudo, ao decorrer dos anos, isso mudou drasticamente, pois, a cada dia, são inseridos mais elementos de propriedade não linear (Granados-lieberman *et al.*, 2011). O grande problema é o efeito de tais elementos os quais distorcem a forma de onda da tensão e corrente da rede elétrica, prejudicando sua qualidade e podendo gerar danos aos seus componentes (Karuppanan; Mahapatra, 2014; Harmonics, 1983; Jain; Singh, 2011; Suresh; Babu, 2015).

Uma das grandes questões relacionadas a essa temática é a distorção harmônica, que ocorre devido às cargas não lineares introduzirem distorções à onda de tensão da rede em frequências superiores ou inferiores (sub-harmônicos), e em múltiplos inteiros ou não inteiros (inter-harmônicos) da frequência fundamental. A deformação da forma de onda

caracteriza o problema e são influenciados pela quantidade, tipo de cargas e elementos não lineares presentes no sistema (Grady; Santoso, 2001).

Esses elementos não lineares estão atrelados, principalmente, a conversores eletrônicos em geral, presentes em equipamentos eletrônicos comuns ao dia a dia, como televisões, computadores e outros equipamentos eletrônicos tipicamente residências; equipamentos industriais, tais como fornos a arco; além de fontes de energia e equipamentos do sistema que utilizem aparato da eletrônica de potência em sua operação, como as fontes renováveis eólica e fotovoltaica (Kaushal; Basak, 2020; Eroğlu *et al.*, 2021).

Tais distorções podem gerar, a depender de sua magnitude, danos significativos a elementos e equipamentos do sistema de potência, como a redução de suas expectativas de vida, efeitos de ressonâncias em partes da rede, falha em equipamentos de proteção, aumento na temperatura de motores elétricos, perdas de energia adicionais, entre outros (Eslami *et al.*, 2022).

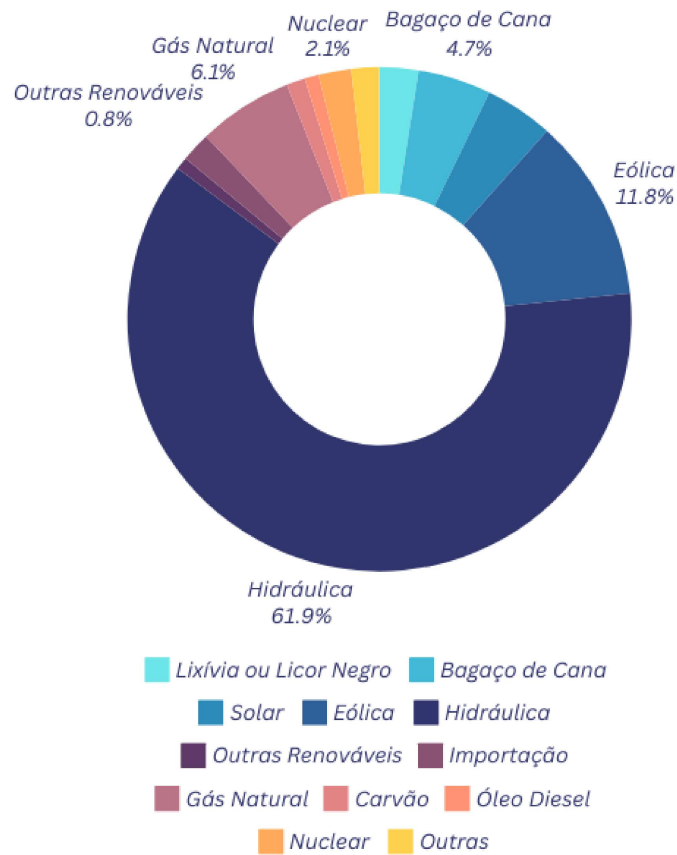
Atualmente, além do aumento de harmônicos em residências e indústrias, há fontes de geração distribuída, como a energia fotovoltaica, que geram e injetam harmônicos no sistema de distribuição. No passado, esses equipamentos proliferavam harmônicos de maior magnitude pela rede; contudo, a instalação de filtros nos equipamentos reduziu a magnitude das distorções. Apesar disso, o aumento geral do uso desses dispositivos e a forma como os harmônicos ressoam no sistema podem causar, e de fato causam, altos níveis de distorção harmônica em pontos específicos da rede.

O próprio sistema de transmissão tem acomodado novos equipamentos e elementos que proliferam componentes harmônicos pela rede elétrica (Liang; Andalib-bin-karim, 2018). Por exemplo, de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023, a participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira ficou por volta de 11,8% no ano de 2022, como visto na Figura 1 (Epe, 2023), número que vem aumentando ano após ano devido ao potencial eólico da região nordeste do país. Adicionalmente, conforme o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE2050), há uma perspectiva de participação ainda maior nas próximas décadas com o aumento da capacidade instalada *onshore* e o começo da implementação de eólicas *offshore* no país, o que culmina em um lugar de maior destaque na matriz elétrica (Epe, 2020).

Nesse complexo cenário, um problema mais antigo é a possibilidade de contingências ocorrerem durante a operação dos sistemas elétricos de potência ocasionando desde variações abruptas de tensão até a ocorrência de blecautes. Situações como condições meteorológicas adversas (tempestades, ventanias, descargas atmosféricas, etc.), atuação indevida de equipamentos de proteção, desastres naturais, acidentes e até mesmo vandalismo podem ocasionar o desligamento e a retirada de elementos (linhas de transmissão, transformadores, geradores etc.) do sistema, configurando, assim, uma contingência.

Uma contingência pode afetar a estabilidade do SEP, pondo a sua segurança e

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.



Fonte: Dados adaptados de EPE (2023).

integridade em risco, além de prejudicar sua operação. Variações de tensão, oscilações de frequência, cortes de carga, *blackouts*, entre outros são exemplos de consequências diretas ou indiretas causadas por contingências e devem ser levadas em consideração tanto no planejamento do sistema quanto no momento de sua operação.

As contingências podem ser tanto simples, quando há a saída de apenas um elemento, ou múltiplas, de dois ou mais elementos, e levam a resultados diferentes dependendo da importância do contingenciado. A título de exemplo, uma grande usina pode apresentar falha e causar um grande desbalanço entre carga e geração, resultando em uma queda na frequência da rede elétrica que pode evoluir a ponto de cargas terem de ser cortadas (Alves *et al.*, 2019). Assim, cada contingência possui severidade e importância diferentes. Nesse caso, muitas contingências não levam a qualquer problema operacional ou de integridade e, por conseguinte, não demandam tanta atenção sob o ponto de vista do operador do sistema; enquanto outras são críticas, devendo ser evitadas e prevenidas, sendo tratadas como prioridade.

Identificar a severidade e o impacto de cada contingência torna-se, portanto, necessário para a manutenção da operação de sistemas elétricos resultando em maior

segurança nos pontos mais vulneráveis e que o sistema continue a operar normalmente sem problemas mesmo após contingências (Melo, 2022).

Tradicionalmente, os operadores dos sistemas buscam operá-los, considerando um grau de confiabilidade N-1, o qual significa que o sistema sob análise deve conseguir manter uma operação estável e normal após qualquer contingência simples, sendo esse critério utilizado amplamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no Brasil como restrição de segurança do SEP na maioria das regiões (Neto *et al.*, 2010). Vale ressaltar que o ONS pode utilizar critérios mais restritivos em regiões mais críticas que necessitem de maior confiabilidade para a operação normal da rede.

Algumas pesquisas da literatura já propuseram métodos para avaliar a severidade de contingências e o impacto na estabilidade do sistema. Entretanto, essas análises dedicam-se principalmente à análise da estabilidade de tensão considerando limites físicos relacionados ao fluxo passante nas linhas de transmissão e variações de tensão na frequência fundamental. O impacto de contingências na proliferação de harmônicos e índices de qualidade de energia é pouco explorado na literatura sendo um campo fértil de pesquisa.

Todo o estado harmônico de um SEP pode mudar, por exemplo, após uma desenergização de uma linha. Limites de distorção harmônica podem ser violados e danos podem ser causados a equipamentos gerando prejuízos econômicos às transmissoras de energia. Nesse caso, o conceito de estado harmônico refere-se à determinação de todas as tensões e correntes harmônicas nas barras e linhas de um sistema elétrico sob análise (Melo, 2022).

Embora os assuntos sejam, em geral, distintos e independentes, análises de contingências e distorções harmônicas possuem relação e devem ser averiguadas a fim de garantir maior estabilidade e uma operação segura dos sistemas elétricos.

1.2 MOTIVAÇÃO

Como mencionado, há escassez de estudos recentes que avaliem conjuntamente os temas discutidos neste trabalho: análise harmônica e contingências. Logo, métodos de análise, meios de medir o seu impacto e soluções diante da situação tornam-se necessárias. Dessa forma, abaixo estão listadas as principais motivações deste trabalho:

- a) proliferação de fontes renováveis intermitentes na rede elétrica, como a fotovoltaica e parques eólicos;
- b) aumento de cargas não lineares, tanto em sistemas residências quanto industriais;
- c) carência de estudos que consideram o impacto de contingências na qualidade de energia da rede;
- d) não existência de trabalhos que proponham índices de severidade de contingências sob o ponto de vista da análise harmônica;

- e) escassez de pesquisas contendo métodos para calcular o estado harmônico após uma contingência visando reduzido esforço computacional.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho busca, como objetivo geral, apresentar um método para calcular o estado harmônico de um SEP após uma contingência e como avaliar sua severidade objetivamente, de forma numérica, sob o ponto de vista da qualidade de energia. O método proposto deve determinar o impacto de contingências nas distorções harmônicas com um tempo computacional vantajoso a alternativas propostas na literatura.

Para isso, é utilizada uma abordagem norteada pela análise de sensibilidade baseada no teorema da compensação, porém expandida às ordens harmônicas superiores à fundamental.

Assim, com o intuito de atingir a meta estabelecida, foram delineados os seguintes objetivos específicos:

- a) explorar o impacto de contingências na distorção harmônica de um SEP;
- b) avaliar a severidade de contingências na perspectiva da qualidade de energia através de índices novos propostos para ranqueamento de contingências mais críticas;
- c) propor um método rápido para calcular o estado harmônico de um sistema após uma contingência simples;
- d) abordar o problema sob a perspectiva de uma análise de sensibilidade que forneça o cálculo das variações de tensões harmônicas com acurácia satisfatória em relação a métodos convencionais como métodos iterativos usando o fluxo de potência harmônico;
- e) comparar os resultados obtidos para diferentes casos com a solução via fluxo de potência/fluxo de potência harmônico a fim de testar a acurácia da metodologia, validando-a através de simulações computacionais.

1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES

O seguintes artigos foram publicados no decorrer do mestrado pelo autor deste trabalho:

- ALTGOTT, Alexandre S.; MELO, Igor D. Power system contingency assessment considering harmonic distortions: a sensitivity analysis based on the compensation theorem. **Electrical Engineering**, p. 1-12, 2024.

- ALTGOTT, Alexandre Soares; DE MELO, Igor Delgado. Impacto de Contingências na Análise Harmônica de Sistemas Elétricos de Potência: uma abordagem utilizando Análises de Sensibilidade. In: **2023 XV Brazilian Conference on Quality of Power (CBQEE)**. IEEE, 2023. p. 1-8.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação é composta por seis capítulos e um apêndice, considerando a atual introdução, onde são expostas as principais motivações, objetivos e um panorama geral sobre o tema.

O capítulo 2 traz os principais conceitos e ideias necessárias para compreender o tema, dissertando sobre as concepções de análise de contingências e análise harmônica, a fim de, posteriormente, explorar e conectar os dois assuntos e como eles impactam um no outro.

Em seguida, o capítulo 3 foca na revisão bibliográfica, recorrendo à literatura para expor os principais trabalhos relacionados à análise de contingências, à análise harmônica e fluxo de potência harmônico, assim como os trabalhos atuais e novos panoramas sobre o tema para melhor compreensão sobre a atualidade e relevância do assunto abordado neste documento.

No capítulo 4, é apresentada a metodologia proposta, fazendo a dedução do teorema da compensação e mostrando como este pode ser aplicado à análise harmônica, além de propor índices para ranquear as contingências considerando aspectos de qualidade de energia.

Já no capítulo 5, mostra-se, resultados encontrados em diferentes sistemas teste para demonstrar a acurácia do método, comparando as respostas obtidas pelo teorema da compensação e usando o fluxo de potência harmônico tradicional. Também explora-se, neste capítulo, o uso dos novos índices propostos para ranqueamento das contingências comparando com índices já existentes. Os sistemas teste simulados neste trabalho são o *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 30 barras*, o *New England* (também conhecido como IEEE 39 barras) e o IEEE 57 barras.

No capítulo 6, disserta-se sobre as principais conclusões do trabalho e apresentam-se trabalhos futuros.

Por fim, o apêndice traz os dados dos sistemas que foram modificados para os testes computacionais.

2 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo, são abordados os principais conceitos necessários para entender a metodologia proposta neste trabalho de pesquisa. Diante disso, os temas de análise de contingência e análise harmônica são contemplados e dissertados separadamente a fim de fornecer um conhecimento prévio sobre ambos os assuntos.

2.2 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIA

O sistema elétrico é complexo, dinâmico e até pequenas alterações na rede podem causar avarias ao sistema e a seus componentes. A perda de linhas, geradores e outros equipamentos pode comprometer parte ou toda a rede, caracterizando o que se chama de contingência. Uma vez que eventos contingenciais podem ser muito danosos à integridade de um sistema de potência, é de suma importância estudar as suas causas e consequências para um melhor planejamento e operação, conservando a segurança do mesmo (Wood; Wollenberg; Sheblé, 2013).

2.2.1 Conceitos básicos

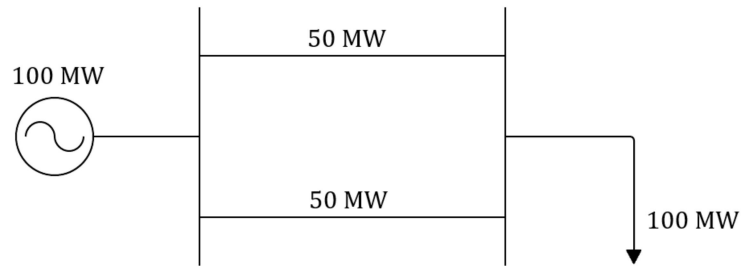
Contingências podem ser tanto simples quanto múltiplas. Uma contingência simples significa que um componente da rede apresentou falha ou defeito, sendo desconectado ou desligado durante a operação do sistema; enquanto uma múltipla consiste em dois ou mais componentes contingenciados. Existem diversas situações que podem causar uma contingência, como defeito de fabricação, descargas atmosféricas, vandalismo, condições ambientais, entre outras (Melo, 2023).

Um exemplo clássico para ilustrar uma contingência está à mostra nas Figuras 2 e 3. Esse exemplo supõe que, inicialmente, haja um sistema de duas barras. Existe uma fonte de geração na barra 1 e uma carga na barra 2 igual a 100 MW. Conectando as duas barras, há duas linhas de transmissão. Caso as linhas sejam iguais em estrutura, material e capacidade de condução, o fluxo passante entre as linhas será o mesmo. Neste caso, 50 MW passaria em cada uma. Assume-se, também, que o limite de fluxo passante nessas linhas seja de até, no máximo, 80 MW para cada uma.

Contudo, caso uma das linhas seja desenergizada, o fluxo total de 100 MW passará apenas por uma delas. Isso resulta na ultrapassagem do seu limite de fluxo. Portanto, deve ser cortada a carga de 100 MW para 80 MW a fim de que o fluxo se readéque ao seu valor limite.

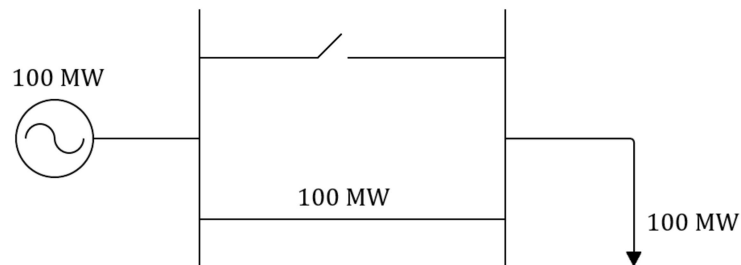
Logo, é necessário grande esforço para o planejamento do sistema de potência a fim de garantir sua integridade total a curto, médio e longo prazo (Wood; Wollenberg; Sheblé,

Figura 2 – Exemplo de um sistema simples



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 3 – Sistema exemplo após uma contingência



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

2013). Para isso, é preciso conhecer suas principais características, efeitos e métodos de análise. Com esse objetivo, serão discutidas noções sobre estabilidade e como contingências podem afetá-la, condições operacionais e ranqueamento de contingências (como é medida a severidade de cada contingência e como são ranqueadas).

2.2.2 Estabilidade do sistema

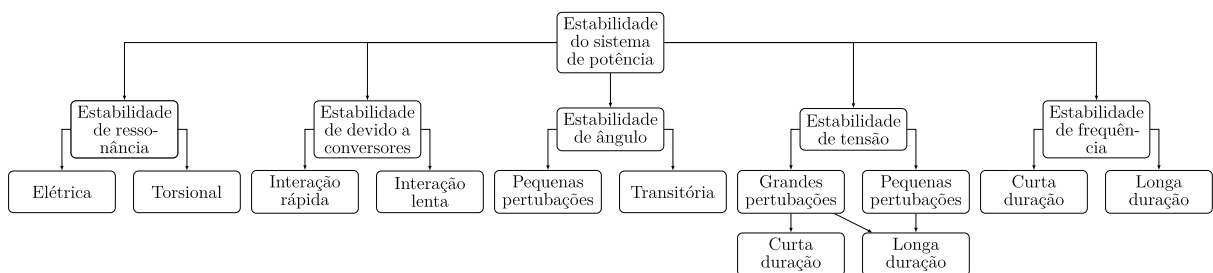
Uma questão de suma importância é a estabilidade do sistema, visto que uma contingência pode afetá-la de maneira significativa (Basler; Schaefer, 2005). Logo, é importante planejar o sistema visando o impacto das contingências na estabilidade da rede tanto em eventos de curta duração quanto longa duração, a fim de mantê-la ou minimizar e mitigar danos consequentes (Kundur, 1994).

A definição da estabilidade, de acordo com a literatura, é:

"A capacidade de um sistema elétrico de potência, para uma condição inicial de operação dada, de recuperar um estado de equilíbrio operacional, após ser submetido a uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema dentro do limite operacional, de forma que, praticamente todo o sistema permaneça intacto" (Hatziargyriou *et al.*, 2021, p. 3, livre tradução) e (Kundur *et al.*, 2004, p. 2, livre tradução).

Como é um problema complexo, a estabilidade costuma ser separada em diferentes classificações a depender da causa e efeito no sistema. Tradicionalmente, consideram-se três tipos de estabilidade: a angular, a de tensão e a de frequência (Kundur *et al.*, 2004; Vittal *et al.*, 2019; Grigsby, 2007). Porém, mais recentemente, outros dois tipos de estabilidade são estudados e considerados importantes devido à introdução crescente de elementos de eletrônica de potência. Esses dois tipos são a estabilidade devido a conversores e a estabilidade de ressonância (Hatziargyriou *et al.*, 2021). Cada tipo de estabilidade tem suas particularidades e subclassificações contidas em si, como é demonstrado pela Figura 4.

Figura 4 – Classificação dos tipos de estabilidade de um sistema de potência



Fonte: Adaptado de Hatziargyriou *et al.* (2021).

- **Estabilidade angular:** também referida como estabilidade do ângulo de rotor, concerne à capacidade do sistema em manter o sincronismo de suas máquinas síncronas em operação normal ou de restaurá-lo após um distúrbio. Para que o sincronismo se mantenha, é necessário que o torque mecânico e o torque eletromagnético sejam avaliados de forma rigorosa (Hatziargyriou *et al.*, 2021; Machowski *et al.*, 2020).

É separada em duas categorias a depender da magnitude da perturbação. Primeiramente, a estabilidade angular transitória está relacionada a grandes perturbações, como aumento súbito de cargas ou contingência de geradores e/ou linhas, assim como a capacidade do sistema em manter o sincronismo após a ocorrência de tais eventos (Taylor; Balu; Maratukulam, 1994). Já o outro tipo está relacionada às pequenas perturbações e também ao sistema ser capaz de respondê-las de forma em que o sincronismo não seja afetado.

- **Estabilidade de frequência:** já a estabilidade de frequência está relacionada ao balanço entre carga e geração e à capacidade do sistema em mantê-lo (Vittal *et al.*, 2019). Um desligamento de um gerador em um evento contingencial, por exemplo, pode resultar em uma demanda maior que a geração, o que resulta nos geradores síncronos utilizarem sua inércia inicial para atender a demanda, ocasionando em perda de rotação e, conseqüentemente, na diminuição da frequência da rede. Este cenário pode acarretar desligamento de geradores e/ou cortes de cargas, ou mesmo

colapsar o sistema em casos mais severos (Anderson *et al.*, 2003; Machowski *et al.*, 2020).

Um exemplo para a manutenção da estabilidade no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil é o uso do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), esquema de proteção que atua quando há uma queda significativa da frequência, ou seja, quando a carga for maior que a geração. Nessa situação, pode haver corte de carga a fim de manter a frequência fundamental da rede igual ao valor nominal (Ons, 2024). Normalmente, o controle de frequência é feito apenas por máquinas síncronas, porém a inserção de fontes renováveis na rede elétrica promoveu outras formas de contornar o problema, tal como a utilização de banco de baterias junto a essas fontes renováveis a fim de restaurar o equilíbrio da carga e geração (Golpîra; Román-messina; Bevrani, 2021; Shah *et al.*, 2015).

- **Estabilidade de tensão:** está atrelada à capacidade do sistema em manter a tensão em cada barra entre limites aceitáveis em regime permanente durante a operação normal ou após um distúrbio (Kundur, 1994). A faixa aceitável de tensão pode variar a depender do tipo de sistema, como o de transmissão, subtransmissão ou de distribuição, e das características da rede, como topologia e seu nível de confiabilidade.

A causa mais comum da instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema em suprir a demanda de potência reativa. Outras causas diferentes ou que contribuam para a ocorrência da anterior é a contingência de linhas de transmissão e/ou geradores, aumento da carga, a variação de tap de transformadores (Taylor; Balu; Maratukulam, 1994).

A instabilidade de tensão é um fenômeno local, porém pode influenciar em outras áreas da rede elétrica. O tipo de instabilidade mais recorrente é a queda nos níveis de tensão. Porém, em certos casos, é possível ocorrer violações dos limites aceitáveis de tensão (Vittal *et al.*, 2019). Esse problema pode afetar grande parte do sistema com quedas de tensão e/ou *blackouts*.

É ainda dividida em duas subcategorias, a de grandes perturbações envolvendo perda de linhas, perda de geração e contingências no geral; e a de pequenas perturbações que está mais atrelada a eventos menores, como uma pequena variação na carga (Kundur *et al.*, 2004).

- **Estabilidade devido a conversores:** é um dos dois novos tipos definidos por Hatziargyriou *et al.* (2021) em razão da introdução de novas tecnologias na rede elétrica. Está ligada ao comportamento dinâmico de conversores eletrônicos utilizados por certas fontes de geração de energia elétrica ou para outros usos no sistema de potência conhecidos como *Converter interfaced generation* (CIG) (em tradução

livre Conversor de interface do Gerador), conversores ligados à *High Voltage Direct Current* (HVDC) (ou Corrente Contínua de Alta Tensão em tradução ao português), *Flexible AC Transmission System* (FACTS) (ou, em tradução para o português, Sistema de Transmissão de Corrente Alternada Flexível), além de outras cargas não lineares. É bastante ligado a certas fontes renováveis, tal como energia fotovoltaica e eólica, que estão em grande crescimento atualmente e estão mudando a dinâmica inteira de SEPs (Wang; Blaabjerg, 2018).

A depender da frequência da causa da instabilidade, ela é categorizada em estabilidade de interação rápida ou de interação lenta. Quando a frequência de instabilidade é superior à frequência fundamental, comumente entre centenas até milhares de Hertz, o que ocorre é a instabilidade de interação rápida (também conhecida por estabilidade harmônica), podendo ocorrer efeitos de ressonância e causar danos ao sistema (tema a ser melhor explorado na seção 2.3), sendo possível mitigar seus efeitos através de filtros ativos ou passivos.

No segundo caso, onde ocorre a instabilidade de interação lenta, têm-se problemas em frequências menores ou igual à frequência fundamental. Geralmente, a frequência, neste caso, está por volta de 10 Hertz, sendo similar à estabilidade de tensão. Essas instabilidades abrangem problemas em toda a rede, desencadeadas por interações dinâmicas lentas entre os sistemas de controle de dispositivos eletrônicos de potência e componentes de resposta mais lenta do sistema (Hatziargyriou *et al.*, 2021).

- **Estabilidade de ressonância:** por fim, tem-se a estabilidade de ressonância, englobando a *Subsynchronous Resonance* (SSR) (Ressonância Sub-Síncrona em tradução ao português); fenômeno que ocorre como uma troca de energia de forma periódica e oscilatória (Hatziargyriou *et al.*, 2021). Na ausência da dissipação dessa energia, pode haver um aumento nas tensões ou correntes do sistema elétrico. Caso haja um aumento determinado e significativo, essa situação vira um problema de estabilidade.

De acordo com Hatziargyriou *et al.* (2021), pode ser dividida em duas categorias distintas: a ressonância torsional e a ressonância elétrica. A primeira está altamente vinculada à dinâmica eletromecânica entre linhas de transmissão e, principalmente, a geradores síncronos. Neste caso, a ressonância pode resultar em oscilações no eixo do gerador que, caso não amortecidas, podem causar danos irreversíveis a sua integridade (Pourbeik *et al.*, 2007).

A ressonância elétrica está relacionada ao efeito de autoexcitação, também chamado de *Induction Generator Effect* (IGE) (ou de Efeito Gerador de Indução em tradução ao português), ocorrendo pela interação dinâmica entre CIGs e a rede elétrica (Shair *et al.*, 2021). Como exemplo, podem-se citar os geradores de indução

duplamente alimentados (do inglês *Doubly-Fed Induction Generators* (DFIG)) e conectados em um sistema de potência (Hatziaargyriou *et al.*, 2021).

2.2.3 Condições operacionais do sistema

Como o sistema elétrico é complexo, grande e propenso a ter contingências, a sua condição é definida em estados que demonstram a atual condição do mesmo. Esses estados separam-se desde a operação normal até um caso de emergência. As condições de operação podem ser separadas em quatro categorias que expressam a situação de um SEP e consideram uma lista de possíveis contingências a ocorrer. Esses estados estão expostos a seguir (Monticelli, 1983):

- **Seguro:** é o estado operativo normal do sistema, onde não há qualquer violação de seus limites, além de suprir com sucesso toda sua demanda. Para estar em um estado seguro também é preciso que nenhuma contingência seja capaz de levar o sistema direto para o estado de emergência. Uma contingência simples, neste caso, pode apenas levar o sistema para o estado de alerta no máximo.
- **Alerta:** assim como no primeiro, neste estado o sistema opera sem qualquer violação de seus limites ou corte de cargas. Porém, neste caso, uma contingência pode levar o sistema para o estado de emergência.
- **Emergência:** é o estado no qual há pelo menos uma violação de seus limites ou há o não suprimento total da demanda. Pode acontecer após a ocorrência de mais de uma contingência, caso o sistema esteja originalmente seguro, ou após uma ou mais, caso o sistema esteja em alerta. Pode ser possível contornar a contingência e retornar o sistema ao estado alerta ou cortar cargas do sistema e passar para o estado restaurativo.
- **Restaurativo:** neste caso, o sistema opera parcialmente desconectado, havendo corte de carga e possíveis blecautes parciais a fim de voltar à condição normal e segura.

2.2.4 Ranqueamento de contingências

Um dos pontos mais importantes relacionados à análise de contingências é o ranqueamento com base em sua severidade. Classificar as contingências desse modo é de extrema importância para identificar os pontos onde a rede é mais frágil e necessita de reforços a fim de garantir a sua segurança a curto, médio e longo prazo. Dentro da literatura, há vários índices propostos para o ranqueamento, geralmente mais focados na análise da estabilidade de tensão e, muitas vezes, também considerando o fluxo passante entre as

linhas. Entretanto, note que apenas grandezas relacionadas à frequência fundamental são avaliadas.

Na prática, são bastante utilizados os índices propostos em Ejebe e Wollenberg (1979), que sugere três índices para avaliar a estabilidade de tensão e o fluxo de potência das linhas após contingências de forma automática. O primeiro índice consiste em analisar a estabilidade de tensão para estabelecer a severidade da contingência levando em conta a variação de tensão em cada barra. Esse índice é definido pela Equação (2.1).

$$PI_V = \sum_{i=1}^{nb} \frac{\alpha_{v_i}}{2n} \cdot \left(\frac{|V_i| - |V_i^0|}{\Delta V_i^{Lim}} \right)^{2n} \quad (2.1)$$

Onde:

nb é o número de barras do sistema;

α_{v_i} é o peso não negativo a ser adotado pelo usuário;

n é o fator de penalidade (normalmente igual a 1);

$|V_i|$ é o módulo de tensão na barra i pós contingência;

$|V_i^0|$ é o módulo de tensão na barra i nominal;

ΔV_i^{Lim} é o limite máximo da variação de tensão desejado ou permitido.

Nota-se que, caso a variação de tensão esteja acima do limite ΔV_i^{Lim} , a parcela $\frac{|V_i| - |V_i^0|}{\Delta V_i^{Lim}}$ tem valor maior do que 1, resultando em um valor elevado à potência de $2n$. Em caso contrário, será obtido um valor menor do que 1 e, ao elevar-se à potência de $2n$, diminui-se ainda mais esse valor. Por consequência, as contingências que resultam na violação do limite de variação de tensão são ranqueadas como bem mais severas em relação às demais.

Alternativamente a esse índice, o segundo também avalia a estabilidade de tensão, porém levando em conta a produção de potência reativa em conjunto ao primeiro índice. Normalmente, o uso do primeiro índice é suficiente para a avaliação da severidades de contingências tendo em vista a estabilidade de tensão. Porém, há casos em que a geração de potência reativa em uma ou mais barras pode estar próximo do limite do gerador e, como a produção de potência reativa está diretamente ligada aos níveis de tensão das barras, é recomendável considerar também a geração de reativos pelos geradores. Esse índice é descrito na Equação (2.2).

$$PI_{VQ} = \sum_{i=1}^{nb} \frac{\alpha_{v_i}}{2n} \cdot \left(\frac{|V_i| - |V_i^0|}{\Delta V_i^{Lim}} \right)^{2n} + \sum_{i=1}^{ng} \frac{\alpha_{q_i}}{2n} \cdot \left(\frac{Q_i}{Q_i^{Lim}} \right)^{2n} \quad (2.2)$$

Onde:

ng é o número de geradores do sistema;

α_{q_i} é o peso não negativo a ser adotado pelo usuário;

n é o fator de penalidade (normalmente igual a 1);

Q_i é a potência reativa produzida na barra i ;

Q_i^{Max} é o limite de potência reativa produzida pela barra i .

Por fim, o terceiro e último índice avalia o fluxo de potência ativa entre as linhas como visto na Equação (2.3). Quanto mais próximo do valor limite, maior a severidade da contingência e, assim como nos primeiros índices, caso o limite seja violado ($\frac{P_l}{P_l^{Lim}} > 1$) o seu valor será elevado e se destacará em relação aos casos em que não há a violação.

$$PI_P = \sum_{l=1}^{nl} \frac{\alpha_{p_l}}{2n} \cdot \left(\frac{P_l}{P_l^{Lim}} \right)^{2n} \quad (2.3)$$

Onde:

nl é o número de linhas do sistema;

α_{p_l} é o peso não negativo a ser adotado pelo usuário;

n é o fator de penalidade (Normalmente igual a 1);

P_l é o fluxo de potência ativa da linha l ;

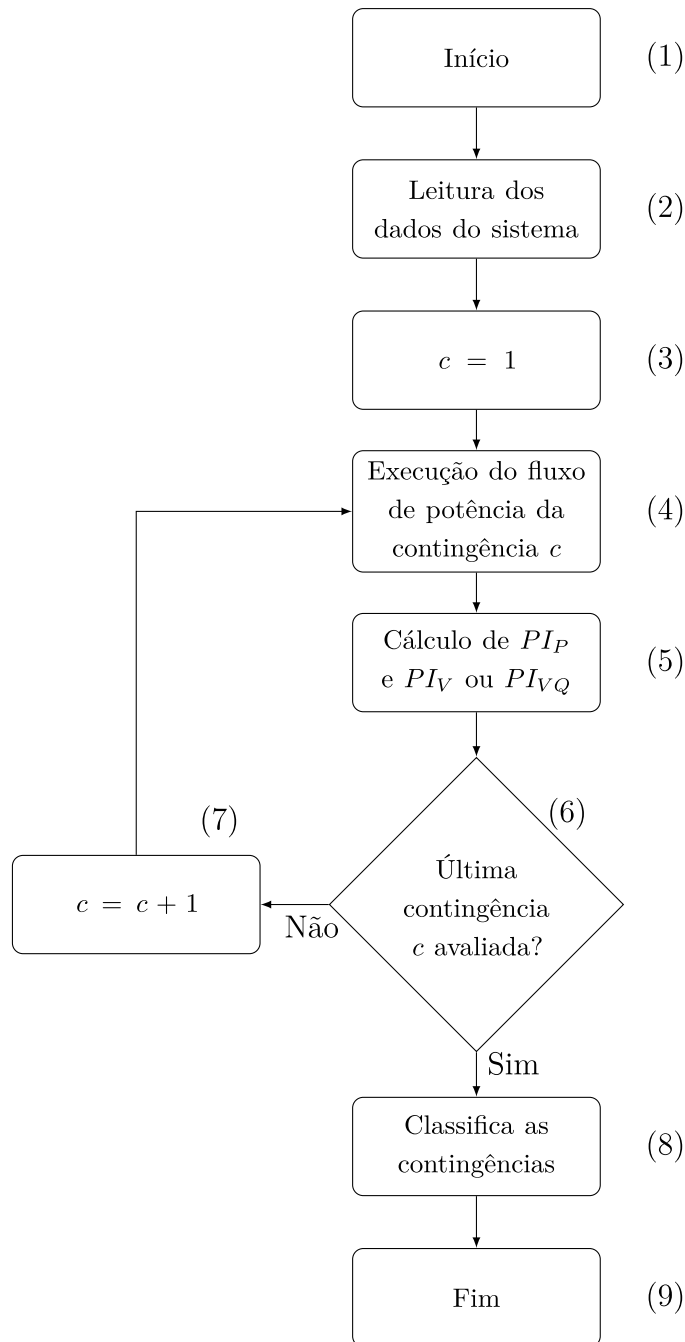
P_l^{Lim} é o fluxo de potência ativa limite da linha l .

Para os dois primeiros índices, é necessário conhecer as tensões nas barras e/ou a geração de potência reativa dos geradores. Logo, é necessário calcular o fluxo de potência para o sistema com e sem a contingência. Porém, para o último índice, é utilizado apenas o fluxo de potência ativa entre as linhas, que pode ser calculado de forma aproximada e mais rápida por um fluxo de potência linear sem a necessidade de um método iterativo.

Como um fluxo de potência é muito custoso em relação ao tempo computacional, outras possibilidades podem ser encontradas na literatura. Por exemplo, incluindo a execução do fluxo de potência através de um método desacoplado ao invés do método de Newton-Raphson, ou mesmo utilizar apenas a primeira iteração do método de Newton-Raphson. Isso traz uma resposta consideravelmente mais rápida tendo em vista que pode ser de interesse analisar centenas ou milhares de contingências para um sistema em diferentes condições.

Então, é possível aplicar cada um desses índices a cada contingência do sistema estudado, ranqueando as linhas mais severas de forma decrescente baseado nos valores encontrados pelos índices. O fluxograma da Figura 5 mostra esse procedimento de seleção e ranqueamento de forma mais detalhada, considerando que há c contingências possíveis de se avaliar no sistema.

Figura 5 – Fluxograma do ranqueamento de contingências baseado nos índices PI_P , PI_V e PI_{VQ} .



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

- **Bloco - 1:** início do algoritmo;
- **Bloco - 2:** leitura dos dados do sistema para o caso base;
- **Bloco - 3:** considera-se a primeira contingência a ser analisada;
- **Bloco - 4:** executa-se o fluxo de potência considerando as condições da contingência c ;

- **Bloco - 5:** calcula-se o índice PI_P e o PI_V , caso queira desconsiderar que há geradores próximos ao limite de geração de reativo, ou o PI_{VQ} , caso queira considerar tal limite;
- **Bloco - 6:** verifica-se se a contingência atual é a última a ser analisada. Caso seja, prossegue-se ao **Bloco - 8**, caso contrário segue ao **Bloco - 7**, para dar continuidade às análises de contingências posteriores;
- **Bloco - 7:** passa-se para a próxima contingência c ;
- **Bloco - 8:** classifica-se a severidade das contingências de acordo com os índices PI_P e PI_V ou PI_{VQ} calculados, ranqueando de forma decrescente, onde aquela que possui o maior índice será a contingência mais severa;
- **Bloco - 9:** este bloco marca o fim do algoritmo.

2.3 ANÁLISE HARMÔNICA

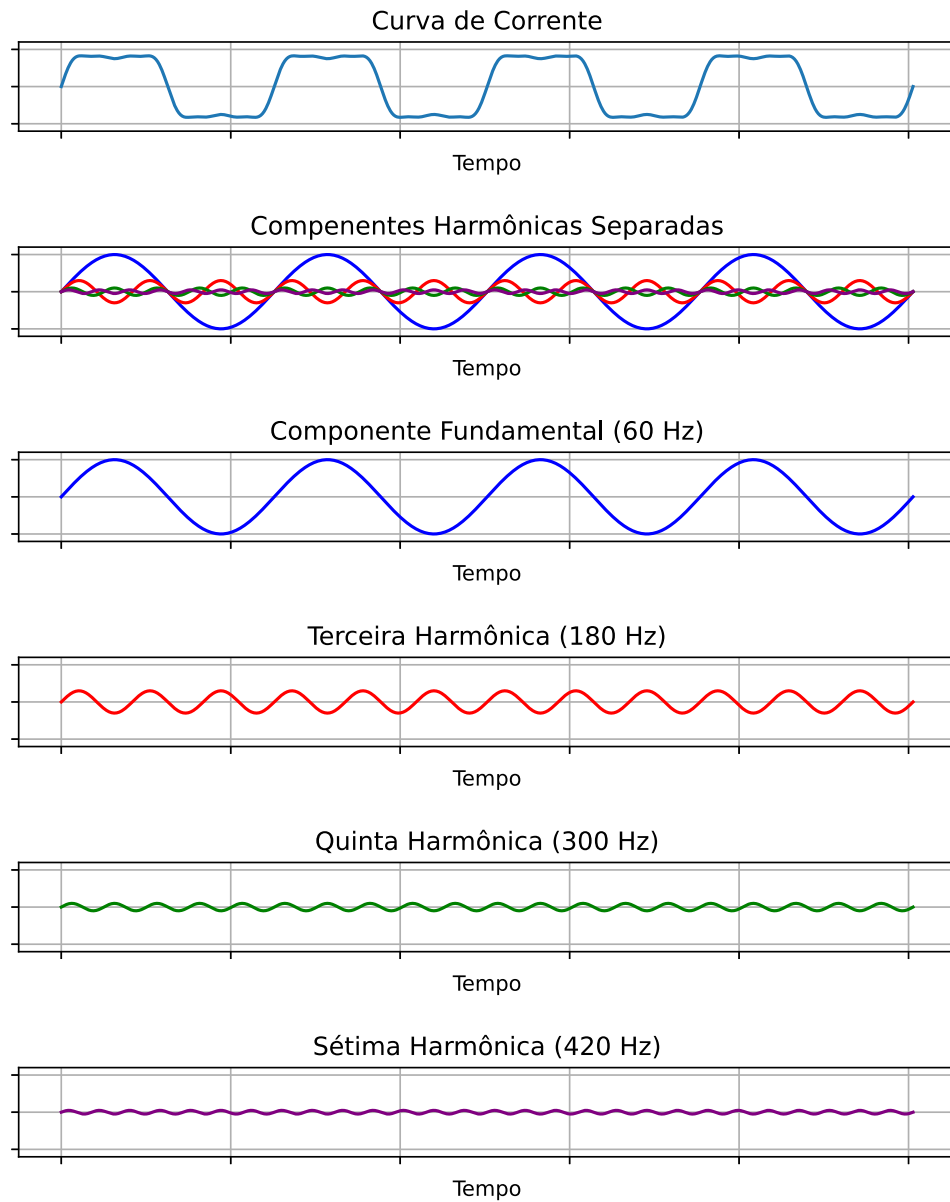
Embora esteja em mais evidência nos dias atuais, a análise harmônica é algo estudado há muitas décadas, com muitos materiais disponíveis na literatura. Para se compreender bem esse tema, é necessário entender como ocorre o problema, como os elementos são modelados e como as análises são de fato realizadas.

2.3.1 Conceitos iniciais

Embora desejável que sejam ondas senoidais perfeitas, as ondas de corrente e tensão do sistema elétrico possuem distorções (Melo, 2022). De acordo com a análise de Fourier, essas ondas podem ser representadas como um somatório infinito de senoides puras com frequências múltiplas da frequência fundamental (Geralmente 50 ou 60 Hz), separando-se a componente fundamental das demais componentes harmônicas (Badrzadeh *et al.*, 2012). Essas componentes possuem frequência múltiplas inteiras em relação à da frequência fundamental, como exemplificado pela Figura 6, na qual se mostra uma curva de corrente de frequência fundamental 60 Hz que possui distorções na terceira (180 Hz), quinta (300 Hz) e sétima (420 Hz) componentes harmônicas (Hu *et al.*, 2023; Sinvula; Abo-al-ez; Kahn, 2019).

Existem muitas formas de se quantificar essas distorções. A mais comumente utilizada é a determinação do índice *Total Harmonic Distortion* (THD) (ou Distorção Harmônica Total, em tradução para o português), que calcula a distorção total utilizando a informação dos módulos de cada componente harmônica. Esse índice pode tanto ser aplicado a uma onda de tensão quanto a uma corrente em um sistema elétrico, como definido pelas Equações (2.4) e (2.5), respectivamente (Bollen; Gu, 2006; Durdhavale; Ahire, 2016; Arrillaga; Watson, 2004).

Figura 6 – Exemplo de uma curva com distorções harmônicas



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} (V_h)^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (2.4)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} (I_h)^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

Onde:

h é a ordem harmônica;

V_1 é a tensão na frequência fundamental;

V_h é a tensão na harmônica h ;

I_1 é a corrente na frequência fundamental;

I_h é a corrente na harmônica h .

Essas componentes harmônicas são o resultado de cargas não lineares conectadas à rede. Há muitos equipamentos que funcionam como essas cargas, tais como grande parte dos aparelhos domésticos (TVs, lâmpadas fluorescentes, computadores, entre outros), fornos a arco nas indústrias, equipamentos de eletrônica de potência ou que utilizam eletrônica de potência como interface para integração energética, como a energia fotovoltaica e eólica (Kalair *et al.*, 2017).

As distorções causam diversos danos ao sistema e seus muitos componentes. Entre os principais malefícios, incluem-se o sobreaquecimento e a produção de ruídos acústicos em máquinas rotativas e transformadores, diminuição da expectativa de vida de vários equipamentos elétricos, interferência eletromagnética, erros em equipamentos de medição e proteção (Arrillaga; Watson, 2004).

Ainda é possível ocorrer efeitos de ressonância, os quais, a depender das características da rede, resultam em um aumento de distorções harmônicas. Normalmente, a presença de banco de capacitores causam esse efeito, aumentando a distorção harmônica no ponto de acoplamento. Consequentemente, amplificam-se os danos mencionados anteriormente (Xu *et al.*, 2005; Cui; Wang, 2012; Freijedo *et al.*, 2015).

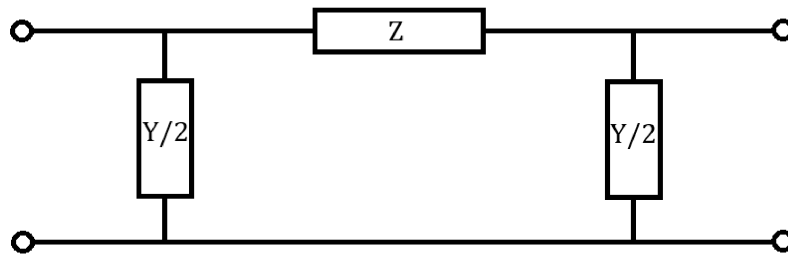
2.3.2 Modelagem da rede elétrica

Para que seja possível estudar os harmônicos em sistemas elétricos e sua proliferação, é necessário utilizar métodos de análises, os quais precisam que a rede seja modelada no domínio da frequência corretamente. As próximas subseções destinam-se a mostrar os principais elementos necessários para a análise e como devem ser modelados para uma análise harmônica em um sistema elétrico de potência (Ieee/pes, 2003; Cigre, 2019).

2.3.2.1 Linhas de transmissão

Assim como para uma análise de um sistema na frequência fundamental, os modelos normalmente adotados para linhas de transmissão são os modelos pi-nominal e pi-equivalente com correções hiperbólicas a depender do comprimento da linha (Glover; Overbye; Sarma, 2016). Usualmente, é utilizado um equivalente monofásico para representar a linha de transmissão, assim como mostra a Figura 7, em que Z é a impedância longitudinal da linha e Y é a admitância *shunt*.

Figura 7 – Modelo PI de uma linha



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Para linhas médias, utiliza-se o modelo pi concentrado, onde são definidos Z e Y , sabendo-se o comprimento d da linha, assim como definido pelas Equações (2.6) e (2.7), respectivamente.

$$Z = z_h \cdot d \quad (2.6)$$

$$Y = y_h \cdot d \quad (2.7)$$

Onde:

z_h é a impedância da linha por unidade comprimento;

y_h é a admitância shunt da linha por unidade comprimento;

h é a ordem harmônica;

d é o comprimento da linha.

As impedâncias, por unidade de comprimento, são definidas como a seguir nas equações (2.8) e (2.9):

$$z_h = r_h + jx_h = r_h + j(h\omega_0 l) \quad (2.8)$$

$$y_h = g_h + jb_h = g_h + j(h\omega_0 c) \quad (2.9)$$

Onde:

r_h é a resistência da linha por unidade comprimento;

x_h é a reatância da linha por unidade comprimento;

ω_0 é a frequência fundamental;

l é a indutância;

g_h é a condutância da linha por unidade comprimento;

b_h é a susceptância da linha por unidade comprimento;

c é a capacitância.

Para linhas longas, é utilizado o modelo pi equivalente, em que a impedância série equivalente Z_{eq} e a admitância *shunt* equivalente Y_{eq} são redefinidos de acordo com as Equações (2.10) e (2.11), respectivamente.

$$Z_{eq} = Z \cdot \left(\frac{\sinh(\gamma \cdot d)}{\gamma \cdot d} \right) \quad (2.10)$$

$$Y_{eq} = Y \cdot \left(\frac{\tanh\left(\frac{\gamma \cdot d}{2}\right)}{\frac{\gamma \cdot d}{2}} \right) \quad (2.11)$$

Onde:

γ é definido por $\sqrt{z_h \cdot y_h}$.

Em uma análise normal, linhas de 80 km até 240 km são usualmente representadas pelo modelo pi, enquanto as acima de 240 km são representadas pelo modelo pi-equivalente. Porém, no domínio da frequência, não há dependência apenas da distância da linha para a escolha do modelo, mas também a sua frequência influencia diretamente na decisão (Ieee/pes, 2003).

Como já mencionado, normalmente é sugerido que linhas acima de 240 km sejam modeladas com o modelo pi-equivalente; já na análise harmônica é recomendado que acima de $\frac{240}{h}$ km (onde h é a ordem harmônica) usem tal modelo (Ortmeyer; Ribeiro, 1996). Logo, o modelo pi-nominal geralmente é utilizado a médias distâncias e baixas frequências (ordens harmônicas), enquanto o modelo pi-equivalente é usado em longas distâncias e altas frequências.

Um importante efeito ainda a se considerar é o efeito pelicular, que é um fenômeno que altera a resistência do condutor de acordo com a frequência da corrente passante. Isso ocorre, pois, em maiores frequências, a densidade da corrente aumenta na superfície do condutor, resultando no aumento da resistência do mesmo (Arrillaga; Watson, 2004). Como existem ordens harmônicas relacionadas a frequências mais altas, esse efeito é importante na modelagem da rede principalmente na avaliação de ressonâncias associadas às ordens harmônicas mais elevadas.

Na literatura, existem algumas formas de calcular a correção da resistência para efeito pelicular. Tipicamente, são utilizados os fatores de correção propostos pelas empresas NGC (do Reino Unido) e EDF (da França) (Arrillaga; Watson, 2004). Outro fator de correção também é proposto em Ortmeier e Ribeiro (1996). Um resumo do cálculo desse fator, a depender do nível de tensão da linha e ordem harmônica, pode ser consultado na Tabela 1.

Tabela 1 – Fatores de correção da resistência para o efeito pelicular

Fonte	Tensão (kV)	Ordem harmônica	Resistência
NGC	400 ou 275	$h \leq 4,21$	$R_1 \left(1 + \frac{3,45h^2}{192+2,77h^2}\right)$
		$4,21 < h \leq 7,76$	$R_1(0,806 + 0,105h)$
		$h > 7,76$	$R_1(0,267 + 0,485\sqrt{h})$
	132	-	$R_1 \left(1 + \frac{0,646h^2}{192+0,518h^2}\right)$
EDF	400 ou 225	$h \leq 4$	$R_1 \left(1 + \frac{3,45h^2}{192+2,77h^2}\right)$
		$4 < h \leq 8$	$R_1(0,864 + 0,105h - 0,024\sqrt{h})$
		$h > 8$	$R_1(0,267 + 0,485\sqrt{h})$
	150 ou 90	-	$R_1 \left(1 + \frac{0,646h^2}{192+0,518h^2}\right)$
Ortmeier e Ribeiro (1996)	-	-	$R_1(0,035M^2 + 0,938)$ para $M < 2,4$ $R_1(0,35M + 0,3)$ para $M \geq 2,4$

Onde:

$$M \text{ é igual à } 0,05012 \cdot \sqrt{\frac{f \cdot \mu_r}{R_1}};$$

R_1 é a resistência para a frequência fundamental;

f é a frequência em Hertz;

μ_r é a permeabilidade relativa do condutor.

2.3.2.2 Transformadores

O efeito mais significativo na impedância de um transformador Z_t na presença de harmônicos é o efeito pelicular, que pode ser considerado para corrigir a parcela real da impedância, como demonstra a Equação (2.12) de acordo com a ordem harmônica (Arrillaga; Watson, 2004).

$$Z_t = R_1\sqrt{h} + jhX_1 \quad (2.12)$$

Onde:

R_t é a resistência do transformador para a frequência fundamental;

h é a ordem harmônica;

X_t é a reatância do transformador para a frequência fundamental;

2.3.2.3 Unidades geradoras

A impedância de um gerador Z_g , assim como a de um transformador, é afetado de forma significativa pelo efeito pelicular. Uma correção comum para cada ordem harmônica h é apresentado na Equação (2.13) (Arrillaga; Watson, 2004), (Wakileh, 2019) e (Melo, 2022).

$$Z_g = R_g\sqrt{h} + jhX_g'' \quad (2.13)$$

Onde:

R_g é a resistência do gerador para a frequência fundamental;

h é a ordem harmônica;

X_g'' é a reatância subsíncrona do gerador para a frequência fundamental;

Além disso, para a frequência fundamental, um gerador é modelado de forma similar à tradicional através de injeções de potência ativa e reativa. Porém, nas demais ordens harmônicas, podem ser modeladas como barras infinitas ou como um caminho de menor impedância conectado ao aterramento (Melo, 2022).

2.3.2.4 Cargas lineares

A carga, para uma ordem harmônica h , pode ser definida de acordo com a Equação (2.14) (Wakileh, 2019), onde os valores de resistência e reatância são definidos a depender do modelo de carga utilizado. Os modelos mais usuais são o série e o paralelo (Ieee/pes, 2003), porém outros podem ser facilmente encontrados na literatura, como o modelo *Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques* (CIGRE) (Cigre, 2019).

$$Z = R + jhX \quad (2.14)$$

A parte resistiva da carga pode também ser corrigida para o efeito pelicular, caso seja desejável. Pode ser considerado que R seja igual à resistência original para a frequência

fundamental R_1 não considerando o efeito, ou substituir R_1 de acordo com a Equação (2.15) para a consideração do mesmo (Arrillaga; Watson, 2004).

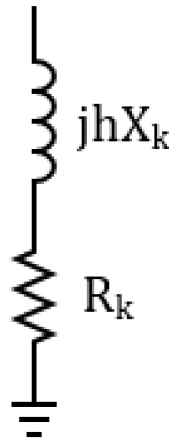
$$R = \sqrt{h} \cdot R_1 \quad (2.15)$$

O fator \sqrt{h} pode ser substituído por outros fatores que também representem o efeito pelicular, como, por exemplo, a substituição por $0,6\sqrt{h}$ utilizada em Arrillaga, Watson e Chen (2000).

2.3.2.4.1 Modelo série

Representado pela Figura 8, o modelo série é normalmente aplicado às cargas individuais residenciais (Wakileh, 2019), tendo seus parâmetros definidos de acordo com as equações (2.16) e (2.17) para a sua resistência e reatância, respectivamente.

Figura 8 – Modelo de carga série



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

$$R = P \cdot \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \quad (2.16)$$

$$X = Q \cdot \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \quad (2.17)$$

Onde:

P é a potência ativa para a frequência fundamental;

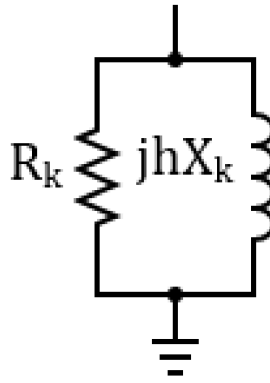
Q é a potência reativa para a frequência fundamental;

V é a tensão para a frequência fundamental.

2.3.2.4.2 Modelo paralelo

Na Figura 9, apresenta-se o modelo paralelo, normalmente mais utilizado e apropriado para grupos de cargas agregadas em barras de um sistema elétrico de potência pela sua característica em atenuar mais a propagação de correntes harmônicas pela rede (Ieee/pes, 2003). Neste caso, sua resistência e reatância são definidas, respectivamente, pelas Equações (2.18) e (2.19) (Wakileh, 2019).

Figura 9 – Modelo de carga paralelo



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

$$R = \frac{V^2}{P} \quad (2.18)$$

$$X = \frac{V^2}{Q} \quad (2.19)$$

Onde:

P é a potência ativa para a frequência fundamental;

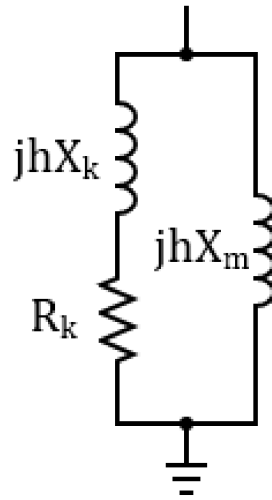
Q é a potência reativa para a frequência fundamental;

V é a tensão para a frequência fundamental.

2.3.2.4.3 Modelo CIGRE/EDF

Por fim, outro tipo usual é o modelo CIGRE/EDF, que considera a presença e o efeito de motores de indução na carga, usual em indústrias no sistema de distribuição (Melo, 2022). O modelo consiste em um ramo em série de uma resistência e uma reatância

Figura 10 – Modelo de carga CIGRE



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

em paralelo com a reatância de máquinas rotativas, assim como explicitado pela Figura 10.

As Equações (2.20), (2.21) e (2.22) representam, respectivamente, a resistência e a reatância da carga e a reatância do motor, que leva em consideração a carga associada ao motor em relação a carga total do sistema.

$$R = \frac{V^2}{P \cdot (1 - M)} \quad (2.20)$$

$$X = 0,073 \cdot hR \quad (2.21)$$

$$X_m = \frac{V^2}{P \cdot M \cdot (6,7 \cdot \text{tg}(\frac{Q}{P}) - 0,74)} \quad (2.22)$$

Onde:

P é a potência ativa para a frequência fundamental;

Q é a potência reativa para a frequência fundamental;

V é a tensão para a frequência fundamental;

M é a fração da carga do motor em relação à carga total.

2.3.2.5 Cargas não lineares

Normalmente cargas não lineares são modeladas por um modelo de injeção constante das correntes harmônicas com essa injeção de corrente baseada no espectro harmônico da carga não linear em questão ligada à rede. Esse espectro harmônico é composto por ordem harmônica (condizente à frequência da componente harmônica), magnitude e ângulo de fase (Melo, 2022).

A magnitude no espectro harmônico costuma ser representado como um valor percentual daquele da corrente na frequência fundamental. Portanto, a corrente harmônica injetada é calculada tendo como base a corrente na frequência fundamental e a sua porcentagem de magnitude em relação a ela. Esse cálculo pode ser observado pela Equação (2.23).

$$I_h = I_1 \cdot \frac{I_{h, \text{espectro}}}{I_{1, \text{espectro}}} \quad (2.23)$$

Onde:

I_h é a corrente na ordem harmônica h ;

I_1 é a corrente na frequência fundamental;

$I_{h, \text{espectro}}$ é a magnitude de corrente percentual do espectro harmônico da carga na ordem harmônica h ;

$I_{1, \text{espectro}}$ é a magnitude de corrente percentual do espectro harmônico da carga na frequência fundamental.

O ângulo da corrente da componente harmônica depende da fase da corrente fundamental e da defasagem de ângulo da própria corrente harmônica de acordo com a Equação (2.24).

$$\theta_h = \theta_{h, \text{espectro}} - h(\theta_1 - \theta_{1, \text{espectro}}) \quad (2.24)$$

Onde:

θ_h é o ângulo de fase da corrente na ordem harmônica h ;

θ_1 é o ângulo de fase da corrente na frequência fundamental;

$\theta_{h, \text{espectro}}$ é o ângulo do espectro harmônico da carga na ordem harmônica h ;

$\theta_{1, \text{espectro}}$ é o ângulo do espectro harmônico da carga na frequência fundamental.

2.3.3 Métodos de análise harmônica

A análise harmônica pode ser feita tanto no domínio da frequência quanto no domínio do tempo (Ieee/pes, 2003). A análise no domínio do tempo representa o sistema

por meio de equações diferenciais e considera que a análise termina após se entrar em regime permanente. Essa última é considerada muito precisa em seus resultados, porém necessita de tempo computacional elevado e modelagem mais complexa.

Já os estudos realizados para a análise harmônica no domínio da frequência são excelentes para sistemas em regime permanente, fornecendo respostas satisfatórias e com tempo de processamento menor (Singh, 2009).

2.3.4 Análise harmônica no domínio da frequência

Existem diferentes métodos para a realização da análise harmônica no domínio da frequência. Há métodos diretos e iterativos para encontrar uma solução com modelos de diferentes níveis de fidelidade a situações reais a depender da finalidade do estudo.

O princípio básico da análise dos harmônicos parte do sistema matricial (2.25) para uma determinada frequência (referente a uma dada componente harmônica h) (Arrillaga; Watson, 2004). Embora a solução do sistema não seja totalmente trivial, existem muitos métodos na literatura que partem desse princípio para realizar uma análise harmônica, como será visto mais adiante.

$$\mathbf{I}_h = \mathbf{Y}_h \cdot \mathbf{E}_h \quad (2.25)$$

Onde:

\mathbf{I}_h é o vetor de correntes harmônicas da ordem h ;

\mathbf{Y}_h é a matriz de admitância nodal do sistema para a componente harmônica h ;

\mathbf{E}_h é o vetor de tensões harmônicas da ordem h ;

A matriz de admitância nodal \mathbf{Y}_h para uma certa harmônica h (ou seja, uma matriz de admitância para cada ordem harmônica h) é definida como na Equação (2.26). Isso é válido para um sistema de n barras, onde os elementos diagonais da matriz correspondem à admitância da barra, equivalente à soma de todos os ramos conectados à ela e que tenham seu índice na componente harmônica h . Enquanto os demais elementos correspondem às admitâncias entre as barras, como, por exemplo, o elemento $\mathbf{Y}_{h_{km}}$ representa a admitância entre os nós k e m , para a componente harmônica h .

$$\mathbf{Y}_h = \begin{bmatrix} Y_{h11} & Y_{h12} & \dots & Y_{h1k} & \dots & Y_{h1m} & \dots & Y_{h1n} \\ Y_{h21} & Y_{h22} & \dots & Y_{h2k} & \dots & Y_{h2m} & \dots & Y_{h2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{hk1} & Y_{hk2} & \dots & Y_{hkk} & \dots & Y_{hkm} & \dots & Y_{hkn} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ Y_{hm1} & Y_{hm2} & \dots & Y_{hmk} & \dots & Y_{hmm} & \dots & Y_{hmn} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{hn1} & Y_{hn2} & \dots & Y_{hnk} & \dots & Y_{hnm} & \dots & Y_{hnn} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Esse processo é igual ao realizado para uma análise na frequência fundamental. Porém, é preciso atualizar cada admitância de acordo com a frequência da componente harmônica.

A solução do sistema matricial (2.25), como dito anteriormente, não é tão trivial. Para resolvê-lo, são utilizados métodos diretos ou iterativos.

2.3.4.1 Métodos diretos

Os métodos diretos são aqueles que não necessitam de qualquer processo iterativo e possuem como vantagem tempo de processamento menor em relação aos demais. Contudo, a sua resposta pode não ser satisfatória em muitos casos devido ao seu grau mais baixo de fidelidade, no qual se considera que as fontes harmônicas são desacopladas e não há influência entre duas ou mais fontes (Ieee/pes, 2003). Os métodos diretos mais influentes existentes são o método de varredura de frequência e o método direto de injeção de corrente, a serem explorados e resumidos adiante.

2.3.4.1.1 Método da varredura de frequência

Este método é o mais simples e desconsidera as não linearidades do sistema e se baseia na obtenção de sucessivas soluções da Equação (2.25) (Arrillaga; Watson, 2004; Ieee/pes, 2003; Xu, 2004). Uma para cada frequência de interesse (que é de onde provém o termo varredura de frequência) e é separado em dois tipos, que possuem bom uso para identificação de ressonâncias ou de harmônicos de fundo (*Brackground Harmonics*) na rede.

Para o primeiro caso, a resolução do sistema assume que há apenas uma injeção de corrente em uma barra k , atribuindo o valor de $1/0^\circ$ (A ou p.u.) para essa injeção de corrente. A resposta proveniente do vetor de tensões para a frequência selecionada é chamada de impedância de transferência. Como todos os elementos da matriz de admitância

\mathbf{Y}_h são lineares, é possível linearizar a resposta e redimensioná-la para encontrar a solução para outros valores de injeção de corrente diferentes de $1/0^\circ$.

Ao se traçar a curva da impedância pelo intervalo de frequência estudado, é possível analisar a ressonância do sistema. Nessa curva, as ressonâncias paralelas são vistas como picos, enquanto as ressonâncias séries aparecem como vales na curva, mostrando que esse método é ótimo para a avaliação de ressonâncias, tanto paralelas quanto séries em um sistema, sendo muito utilizado para projetar filtros.

No segundo caso, ao invés de aplicar uma injeção de corrente, é considerado que há uma fonte de tensão de, por exemplo, $1/0^\circ$ p.u. em uma barra k da rede. O procedimento seguinte é igual ao caso anterior, porém o resultado do vetor de tensões é chamado de função de transferência de tensão.

2.3.4.1.2 Método de injeção de correntes

O Método de Injeção de Correntes (MIC) é o tipo de abordagem mais utilizada e popular para análise harmônica. As cargas não lineares, neste caso, são modeladas e representadas como correntes de determinados ângulos e magnitudes em seu espectro harmônico. A corrente total é separada no espectro harmônico e retratada como a soma da corrente em cada frequência, formando um vetor de injeção de corrente.

Considerando a montagem da matriz de admitância nodal \mathbf{Y}_h , como demonstrado anteriormente, para certa frequência de uma ordem harmônica h e com o vetor de correntes determinado, o sistema matricial (2.25) pode ser resolvido para se encontrar a solução do vetor de tensões determinando a tensão harmônica de cada barra e para cada componente harmônica h .

Esse processo pode ser repetido para cada frequência de interesse que se queira analisar, encontrando uma solução para cada ordem harmônica h até solucionar todo o espectro avaliado.

2.3.4.2 Métodos iterativos

Os métodos iterativos mais comuns para análise harmônica são o método do ponto fixo e, o mais conhecido, o fluxo de potência harmônico; embora hajam outros como o fluxo de potência harmônico híbrido, entre outros diversos presentes na literatura (Smith *et al.*, 1998).

2.3.4.2.1 Método do ponto fixo

Este método usa uma abordagem mais simples, apoiando-se no método numérico iterativo do ponto fixo. Funciona ao utilizar, a cada iteração, as tensões harmônicas calculadas para recalcular as correntes harmônicas injetadas, que por sua vez pode ser

usada para encontrar as tensões atualizadas. Um dos grandes usos do método é identificar a corrente harmônica sobre a presença de conversores no sistema (Yacamini; Oliveira, 1980; Larsen; Baker; Mciver, 1989).

2.3.4.2.2 Fluxo de potência harmônico

Não há uma única definição para o que é um Fluxo de Potência Harmônico (FPH). Os métodos mais conhecidos, e que realmente são considerados como um FPH, utilizam-se da combinação do método de injeção de correntes com o algoritmo de fluxo de potência tradicional solucionado por Newton-Raphson ou Gauss-Seidel (Herraiz; Sainz; Clua, 2003; Ieee/pes, 2003; Cigre, 2019).

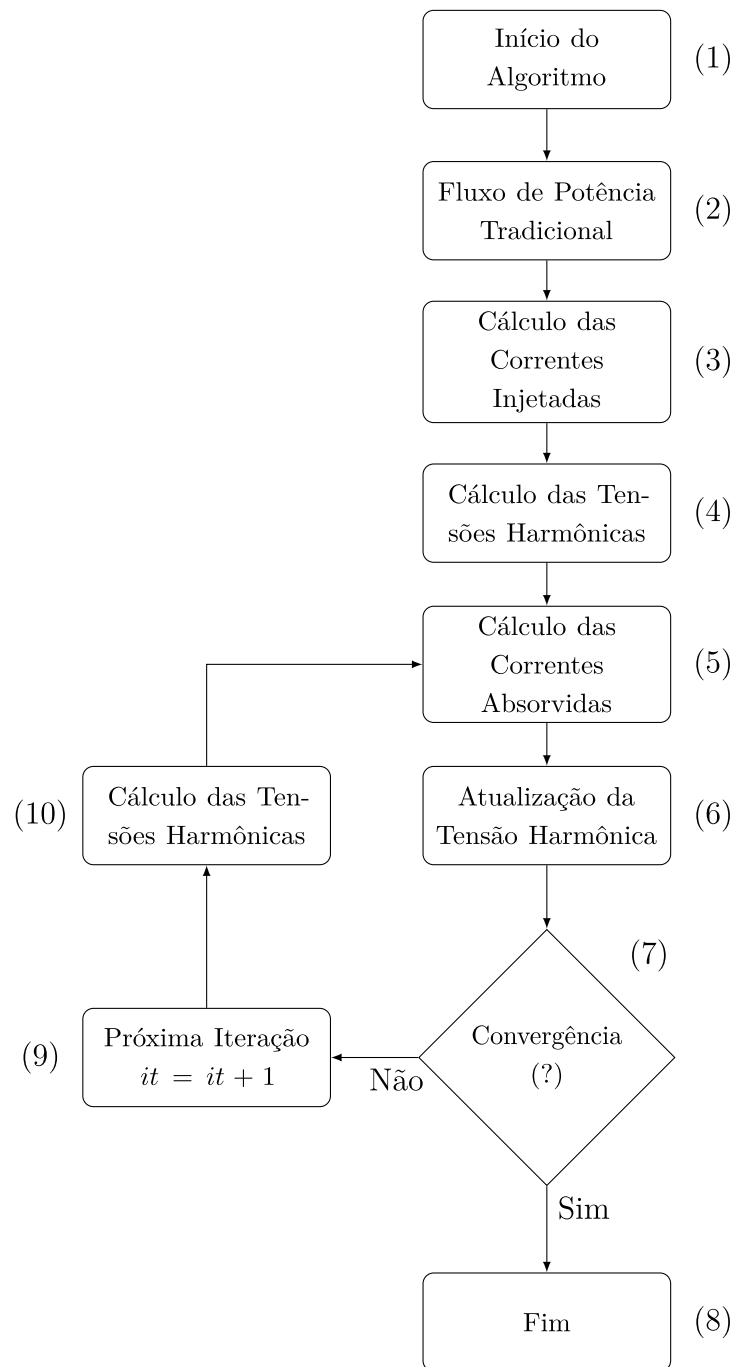
Esses tipos de abordagens baseadas no método de injeção de correntes são os mais utilizados em geral. Assim como dito anteriormente, no método de injeção de correntes, cada harmônica é avaliada de forma individual e o princípio da superposição pode ser aplicado para considerar mais de uma fonte harmônica (Melo, 2022). Conhecendo o espectro e as fontes harmônicas, é possível aplicar a Equação (2.27) e encontrar o vetor de tensão harmônica. Contudo, isso não considera a interação e efeitos das fontes harmônicas umas nas outras. Para isso, é preciso usar o recurso iterativo para atualizar os resultados a cada iteração.

$$\mathbf{E}_h = [\mathbf{Y}_h]^{-1} \cdot \mathbf{I}_h \quad (2.27)$$

Em um fluxo de potência harmônico, o princípio é mantido, porém, nele, as fontes harmônicas devem ter calculados o ângulo e a magnitude das correntes injetadas no espectro harmônico de interesse analisado. A partir disso, é possível aplicar a Equação (2.27) para encontrar as tensões harmônicas em cada barra do sistema, além de ser aplicado um método iterativo para atualizar as tensões harmônicas a cada iteração.

Existem diferentes técnicas baseadas nesse conceito que propõem ser um FPH, porém a técnica mais conhecida para o fluxo de potência harmônico é o Método da Compensação das Correntes (MCC), que parte do princípio apresentado e é capaz de calcular o estado harmônico de uma rede. Um fluxograma que o representa é mostrado na Figura 11, em que tem-se vários blocos a serem explicados um a um para o entendimento da metodologia.

Figura 11 – Fluxograma do Método da Compensação das Correntes.



Fonte: Adaptado de Melo (2022).

- **Bloco - 1:** início do algoritmo na iteração de número 0, com uma determinada componente harmônica h ;
- **Bloco - 2:** execução do fluxo de potência tradicional (do sistema na frequência fundamental). Utiliza-se um método, como o de Newton-Raphson, para determinar os vetores de tensão e ângulo do sistema;
- **Bloco - 3:** neste bloco, realiza-se o cálculo das correntes injetadas em cada barra do sistema, tomando como base o espectro das cargas não lineares. Essas correntes

são expressas em termos percentuais em relação à corrente na frequência fundamental e apresentam uma defasagem em relação a ela.

- **Bloco - 4:** as tensões harmônicas em cada barra são calculadas utilizando a matriz de admitância nodal e as correntes injetadas pelas fontes harmônicas presentes em cada barra, conforme a equação (2.28):

$$\mathbf{E}_h = [\mathbf{Y}_h]^{-1} \cdot \mathbf{I}_h \quad (2.28)$$

- **Bloco - 5:** a matriz de admitância formada apenas pelas cargas lineares \mathbf{Y}_p^h é utilizada para calcular as correntes absorvidas por essas cargas. Denotadas por $[\mathbf{I}^h]'$, conforme a equação (2.29):

$$\mathbf{I}'_{h, (it)} = [\mathbf{Y}_{h, p}]^{-1} \cdot \mathbf{E}_{h, (it)} \quad (2.29)$$

- **Bloco - 6:** as tensões harmônicas são atualizadas levando em conta a diferença entre as correntes injetadas $[\mathbf{I}^h]$ e as correntes harmônicas absorvidas pelas cargas lineares nas demais barras $[\mathbf{I}^h]'$. conforme explicitado na equação (2.30):

$$\mathbf{E}_{h, (it+1)} = [\mathbf{Y}^h]^{-1} \cdot [\mathbf{I}_{h, (it)} - \mathbf{I}'_{h, (it)}] \quad (2.30)$$

- **Bloco - 7:** conforme a desigualdade (2.31), o erro máximo das tensões harmônicas é verificado através do cálculo da diferença entre as tensões da iteração atual e da iteração anterior. Se esse resíduo for menor que a tolerância estabelecida, o algoritmo avança para o **Bloco - 8** e é encerrado. Caso contrário, prossegue-se para o **Bloco - 9** e uma nova iteração é realizada.

$$\max(\mathbf{E}_{h, (it+1)} - \mathbf{E}_{h, (it)}) < tol \quad (2.31)$$

- **Bloco - 8:** caso o teste de convergência no **Bloco - 7** seja bem-sucedido, o algoritmo é finalizado e a resposta é obtida;
- **Bloco - 9:** o algoritmo segue para a próxima iteração;
- **Bloco - 10:** as tensões harmônicas são recalculadas de acordo com a equação (2.28), agora considerando as correntes absorvidas pelas cargas lineares. Em seguida, o procedimento retorna ao **Bloco - 5**, reiniciando o ciclo.

Este método é melhor explicitado neste capítulo, pois é utilizado, neste trabalho, para analisar e simular a proliferação de distorções harmônicas pela rede.

2.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, foram abordados os principais conceitos existentes na literatura sobre o tema do trabalho necessários para a sua compreensão.

Foi dissertado sobre o que são contingências em um sistema elétrico de potência, como podem afetar a estabilidade do mesmo e sua condição operacional; assim como mensurar o seu nível de severidade através de índices numéricos destinados ao ranqueamento de contingências mais críticas.

Além disso, foi feita uma contextualização geral sobre distorção e análise harmônica, apresentando sua definição, causas e efeitos na rede. Também demonstrou-se como é feita a modelagem de cada elemento necessário e os tipos de análise possíveis em regime permanente, que são os de interesse do trabalho.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo dedica-se a apresentar os principais trabalhos e estudos referentes tanto à análise de contingências quanto à análise e ao fluxo de potência harmônico, trazendo um panorama geral sobre o tema ao mostrar os trabalhos mais influentes nas áreas de forma separada. Assim como novas abordagens e conceitos trazidos nos últimos anos, os quais direcionam as pesquisas mais atuais.

As principais pesquisas são expostas seguindo a ordem temporal de publicação para melhor entendimento.

3.2 CONTINGÊNCIAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Desde o início do estabelecimento dos sistemas elétricos de potência, as contingências sempre representaram uma preocupação grande tendo em vista a segurança e integridade do sistema de modo geral. Há muitas formas de análise que podem ser feitas para se avaliar seu impacto e efeito para que se possa tomar atitudes operacionais ou preventivas, sendo a mais tradicional e básica a reexecução do fluxo de potência para encontrar o novo estado da rede e identificar possíveis violações operacionais.

Contudo, sistemas de grande porte podem possuir centenas ou milhares de contingências que podem requerer esforço computacional desvantajoso. Portanto, muitos métodos surgiram na literatura como alternativas para análises de contingências que fornecem soluções mais rápidas e/ou eficientes.

A referência Tinney (1972) aplica o teorema da compensação à análise de contingências, o que permite identificar o novo estado do sistema elétrico após uma modificação ocorrer na rede. A partir da sensibilidade da matriz de admitância após uma pequena mudança de parâmetros, é possível estimar o novo estado do sistema com exatidão satisfatória e de forma veloz (com tempo de execução computacional bastante menor em comparação ao recálculo do fluxo de potência) para a maioria dos casos e situações.

O artigo Aboytes (1978) traz à tona a questão da incerteza ligada aos dados obtidos via medição do sistema. É proposta uma análise de contingências estocástica em regime permanente, que utiliza variáveis aleatórias para representar carga e geração nas barras da rede ao nível de incerteza ligada a essas medidas e, então, aplica-se um fluxo de potência estocástico. Obtém-se, portanto, um resultado probabilístico, porém com um tempo de execução computacional elevado caso sejam avaliadas muitas contingências, não sendo uma boa alternativa para análises em tempo real.

Apenas calcular o novo estado do sistema após uma contingência não é o suficiente para entender seu impacto. A interpretação humana pode levar a ações erradas ou

não eficientes por parte do operador do sistema. Partindo desse princípio, em Ejebe e Wollenberg (1979) é explorada a ideia da criação de índices capazes de representar a severidade do impacto das contingências de linhas e geradores de modo automático e numérico, o que retira a interpretação humana subjetiva e torna a análise mais objetiva.

No estudo conduzido por Irisarri, Sasson e Dopazo (1979), é introduzido um novo modelo de equivalente de redes externas para a análise de contingências rápidas em tempo real. A metodologia envolve o uso de técnica de redução da rede combinada com um sistema de monitoramento de mudanças físicas e de medições da rede, incluindo a queda de linhas de transmissão e de geradores. Embora o método provenha uma ferramenta capaz do cálculo rápido das contingências, a eficácia do método está fortemente ligada à precisão do modelo equivalente em todos os pontos operacionais; fato esse que pode provocar a perda da eficiência associada ao método em algumas situações.

Devido ao elevado tempo de processamento da análise tradicional via fluxo de potência, em Enns, Quada e Sackett (1982) é proposto a utilização do fluxo de potência linear a fim de diminuir o tempo de processamento. A linearização do problema permite que o mesmo seja simplificado ao cortar a necessidade de múltiplos cálculos iterativos. Isso resulta em soluções mais rápidas, com a vantagem da análise do fluxo entre barras dos casos de contingências estudados em detrimento de uma certa perda de exatidão dos resultados obtidos por simulação dos resultados reais.

O estudo realizado em Alsac, Stott e Tinney (1983) retoma a ideia da análise e solução dos casos de mudanças na rede por meio de métodos compensados, anteriormente vista em Tinney (1972). A referência fornece, na maioria dos casos, resultados eficientes, rápidos e satisfatórios para os cálculos de contingências, além de outras modificações do sistema, embora possa haver casos com respostas de menor exatidão a depender da dimensão da modificação da rede.

A referência Galiana (1984) apresenta, também, a possibilidade do uso do fluxo de potência linear para a análise de contingências de linhas de transmissão. É apontado que o efeito da falta de uma linha qualquer em uma outra linha determinada pode ser delimitada por limites inferiores e superiores através da execução do fluxo de potência CC. Essa proposta fornece uma boa possibilidade para eliminar contingências não críticas da análise de forma eficiente.

Seguindo no mesmo tema, em Brandwajn (1988) é sugerido um método que utiliza, também, o fluxo de potência linear para encontrar solução de modo eficiente e acelerado. Esse método é capaz de identificar violações nos limites de fluxos das linhas de transmissão após mudanças de topologia do sistema e/ou geração e carga.

Em Hsu e Kuo (1992), é empregada uma metodologia baseada em conjuntos *fuzzy* (ou conjuntos nebulosos) para o ranqueamento de contingências. Inicialmente são identificadas as contingências mais impactantes, as quais geram perda de geração ou carga

e ilhamentos. Após isso, são avaliadas as restantes contingências através de fluxo de potência desacoplado ao usufruir de conjuntos *fuzzy* para ranquear e traduzir a severidade das contingências possíveis do sistema.

Fornecendo uma diferente visão sobre o assunto, a referência Srivastava, Singh e Sharma (2000) propõe o uso de redes neurais artificiais como alternativa para a rápida avaliação de múltiplas contingências. A rede neural é treinada para separar as contingências entre as classificações críticas e não-críticas no sistema que se queira avaliar para, então, ser posta em prática.

Inspirado pelo aumento recente das fontes de geração distribuída ligadas diretamente ao sistema de distribuição por inúmeras fontes em vários de seus pontos, Kotamarty, Khushalani e Schulz (2008) propõem avaliar os impactos gerados nas contingências da rede de distribuição. Além disso, também são considerados o impacto na dinâmica do sistema, como nos níveis de tensão e no fluxo entre barras, assim como seu efeito na operação dos sistemas de distribuição. A validação dos resultados é feita através de simulações realizadas no sistema de IEEE 37 barras.

Normalmente, a influência da saída de elementos da rede de distribuição é ignorada ou pouco considerada na análise no ponto de vista do sistema de transmissão. Partindo dessa ideia, o artigo Li *et al.* (2015) apresenta uma nova abordagem para análise de contingências integrando os fluxos de potência para a transmissão e a distribuição. O estudo visa o objetivo de examinar o impacto de múltiplas contingências na rede de distribuição na operação dos sistemas de transmissão, considerando um ambiente de *smart grids* (redes inteligentes).

Em uma outra interpretação, em Schäfer, Menke e Braun (2018), a ideia de redes neurais artificiais volta à tona em um novo estudo. Nesta metodologia, a rede neural é treinada com cerca de 20% das soluções de simulações feitas usando series temporais que possuem período de um ano. O treino com 20% dos resultados permite a rede neural prever as soluções restantes com acurácia satisfatória e de forma rápida.

Um dos grandes problemas de contingências é o seu efeito na estabilidade de tensão da rede. Métodos e algoritmos, normalmente, apenas apontam uma severidade alta caso haja violação dos limites de tensão; entretanto, muitas vezes, mesmo com limites não violados, o sistema pode estar operando bem próximo ao seu limite. Tendo em vista essa situação, em Bulat, Franković e Vlahinić (2021) é sugerida uma metodologia baseada na análise modal capaz de melhorar a segurança do sistema ao orientar o operador em medidas preventivas do ponto de vista de estabilidade de tensão após contingências.

Em uma análise com perspectiva diferente, em Narimani *et al.* (2021) é utilizada a teoria dos grafos (ou teoria de grafos) para avaliar o impacto de diversas contingências (com critério $N - x$). Essa abordagem permite identificar as contingências mais críticas ao medir o impacto da falha dos componentes da rede ao mesmo passo que diminui o tempo

de análise ao reduzir a quantidade de cálculos necessários para determinar o impacto de cada contingência no sistema.

Os conceitos de *big data* (ou grandes dados, em tradução livre para português) em conjunto com *machine learning* (ou aprendizado de máquina) são introduzidos e discutidos em Angadi, Daram e Venkataramu (2022). A metodologia surge como uma possibilidade para prever a severidade do impacto de contingências simples em um sistema elétrico de potência a partir de grande quantidade de dados previamente conhecidos. Tomando como partida tais dados, um algoritmo de *machine learning* é aplicado para analisá-los e processá-los. Ainda, são realizadas simulações no sistema teste IEEE 30 barras de forma a exemplificar o método.

Na Tabela 2, são apresentadas as principais referências discutidas nesta seção junto à sua principal contribuição de maneira resumida, visando ao objetivo de agrupar e organizar toda informação de modo simples.

Tabela 2 – Lista de principais referências sobre análise de contingências

Referência	Principal Contribuição
Tinney (1972)	<ul style="list-style-type: none"> • O teorema da compensação é aplicado a fim de encontrar uma solução estimada e rápida.
Aboytes (1978)	<ul style="list-style-type: none"> • É utilizada uma abordagem probabilística para se considerar incertezas presentes na medição.
Ejebe e Wollenberg (1979)	<ul style="list-style-type: none"> • Índices são sugeridos para indicar a severidade de contingências automaticamente.
Irisarri, Sasson e Dopazo (1979)	<ul style="list-style-type: none"> • É usado um método de redução de redes para auxiliar na análise de contingências de forma rápida.
Enns, Quada e Sackett (1982)	<ul style="list-style-type: none"> • É proposta a utilização de fluxo de potência linear para uma solução rápida.
Alsac, Stott e Tinney (1983)	<ul style="list-style-type: none"> • Métodos compensados são aplicados para diminuir o tempo de execução computacional.
Galiana (1984)	<ul style="list-style-type: none"> • Método baseado no fluxo de potência linear para estimar severidade de contingências.

Continua na próxima página

Brandwajn (1988)	<ul style="list-style-type: none"> • São avaliadas violações de fluxo com um método rápido baseado na utilização do fluxo de potência linear.
Hsu e Kuo (1992)	<ul style="list-style-type: none"> • São empregados conjuntos <i>fuzzy</i> para identificar a severidade de contingências.
Srivastava, Singh e Sharma (2000)	<ul style="list-style-type: none"> • Redes neurais artificiais são adotadas para avaliar o impacto das contingências.
Kotamarty, Khushalani e Schulz (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • São considerados a consequência e o efeito da geração distribuída em contingências na rede de distribuição.
Li <i>et al.</i> (2015)	<ul style="list-style-type: none"> • As contingências da rede de distribuição são ponderadas para a operação do sistema de transmissão.
Schäfer, Menke e Braun (2018)	<ul style="list-style-type: none"> • Redes neurais artificiais são treinadas a fim de obter resultados estimados rápidos e precisos.
Bulat, Franković e Vlahinić (2021)	<ul style="list-style-type: none"> • Um método é proposto baseado em análise modal para orientar o operador em medidas preventivas após contingências.
Narimani <i>et al.</i> (2021)	<ul style="list-style-type: none"> • A teoria dos grafos é aplicada e utilizada para encontrar respostas rápidas.
Angadi, Daram e Venkataramu (2022)	<ul style="list-style-type: none"> • Os conceitos de <i>big data</i> e <i>machine learnig</i> são explorados para resolver o problema.

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

3.3 ANÁLISE E FLUXO DE POTÊNCIA HARMÔNICO

Embora componentes harmônicas no sistema elétrico seja um tema cada vez mais estudado atualmente, devido ao grande aumento recente e uma perspectiva do aumento ainda maior de cargas não lineares na rede, o assunto é conhecido há muito tempo e a literatura possui muitos trabalhos referentes a seus efeitos e técnicas de análise.

A fim de trazer uma ferramenta de análise do estado harmônico de um sistema elétrico, em Xia e Heydt (1982), é apresentada uma nova modelagem e solução de um fluxo de potência harmônico no domínio da frequência. Nesse trabalho é feita uma reformulação

do método tradicional de Newton-Raphson, adaptando-o para que seja possível incluir as cargas não lineares presentes na rede.

Explorando e prosseguindo adiante no tema sobre análise de fluxo de potência harmônico, o artigo Valcarel e Mayordomo (1993) traz uma formulação mais abrangente que o anterior, agora considerando sistemas desequilibrados. A técnica constitui-se de um algoritmo de dois passos, em que, primeiramente, é feita a análise do sistema na frequência fundamental, considerando as cargas não lineares. Em sequência, o passo seguinte consiste na análise das restantes frequências harmônicas pelo método de Newton-Raphson iterativo para calcular as componentes harmônicas geradas pelas cargas não lineares.

É apresentada por Meliopoulos, Zhang e Zelingher (1994) uma metodologia sistêmica para a estimação de estado harmônico para sistemas elétricos com base no uso de medições fasoriais sincronizadas. É proposto um método capaz de estimar as componentes harmônicas distribuídas pela rede a partir de um número mínimo de medidores. A modelagem dos seus elementos é baseada na medição sincronizada em partes do sistema. Ainda são exploradas a observabilidade da rede e a performance do método, que é feita utilizando análise de sensibilidade para avaliar o impacto que o modelo de linhas de transmissão usado pode ocasionar na performance.

A dinâmica do sistema, com entrada e saída de cargas e mudanças de configuração da rede a todo momento, ocasiona em dados imprecisos que podem afetar negativamente a análise e o estudo dos sistemas elétricos. Tendo em vista essa questão, a referência Caramia *et al.* (1994) propõe uma abordagem para a consideração de incertezas no escopo da análise harmônica. O estudo extrapola a barreira determinística e sugere a utilização de variáveis aleatórias através da simulação de Monte Carlo como uma resposta para o problema, encontrando uma solução probabilística da distorção harmônica de um SEP.

Os autores em Carpinelli *et al.* (2001) aprofundam-se ainda mais no conceito da análise harmônica probabilística, modelando o problema através da linearização das equações não lineares em torno de uma região de valor esperado. Diferentemente do método anterior que utiliza simulação de Monte Carlo, esse ponto de vista proporciona uma solução mais rápida, pois não há necessidade do recálculo exaustivo de um método iterativo.

No estudo Zheng, Makram e Girgis (1999), propõe-se a uma abordagem diferente para a análise de qualidade de energia de um sistema elétrico de potência. É introduzido o uso da transformada de *wavelet* discreta no domínio do tempo para análises de transitórios do sistema de potência e análise harmônica em regime permanente.

Assim como uma análise na frequência fundamental, o desequilíbrio dos fasores de corrente e tensão entre fases diante da presença de componentes harmônicas é importante. Com esse objetivo, a referência Zheng, Makram e Girgis (2003) apresenta um método capaz de calcular o desequilíbrio entre fases, mostrando exemplos do impacto e efeitos

resultantes em diferentes situações.

O artigo Papathanassiou e Papadopoulos (2006) explora a ideia de parques eólicos e sua influência na distorção harmônica do sistema, assim como os problemas provenientes dessa inserção no sistema elétrico. É apresentada uma forma de como modelar os seus elementos e realizar a análise harmônica via fluxo de potência harmônico, a fim de que seja possível considerar os efeitos da geração de energia eólica.

Já em Variz *et al.* (2006), é proposto o Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico (MICTH), uma nova e mais abrangente metodologia para o cálculo do fluxo de potência harmônico baseado no método de injeção de correntes. É formulado um fluxo de potência harmônico capaz de avaliar todas as três fases de um sistema de potência e que ainda pode considerar uma rede desequilibrada.

Em uma retomada da temática de estimação de estado harmônico e observabilidade em um SEP, a publicação Liao (2007) oferece uma nova possibilidade ao assunto. O estudo sugere um método que permite realizar uma estimação do estado harmônico e das fontes harmônicas de um sistema de transmissão com menos medidores que variáveis de estado desconhecidas. Essa metodologia parte da perspectiva da resolução do problema através da utilização de métodos de otimização, usando um modelo de programação linear nesse caso.

De acordo com Huang, Cui e Xu (2007), a ressonância harmônica está diretamente relacionada à singularidade da matriz de admitância. Portanto, devido a esse fato, é possível abordar o problema sobre o ponto de vista de sensibilidade modal e teoria dos autovalores. No trabalho, a análise modal é aplicada a diferentes casos de estudo, tendo como objeto comprovar a eficácia da teoria ao identificar ressonâncias em um sistema elétrico

Indo adiante na teoria e modelagem do Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico de Variz *et al.* (2006), em Variz *et al.* (2009) é apresentado o *Four-Wire Three-Phase Harmonic Current Injection Method* (FHCIM) (ou Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico a Quatro Fios em tradução livre). Essa nova formulação parte da mesma premissa que a anterior, porém inclui a presença do fio neutro na análise. Essa abordagem tem como objetivo aprimorar o método, a fim de, também, ser possível determinar a tensão de deslocamento de neutro.

Em Niquini *et al.* (2009), é publicada uma forma de modelagem do elo de corrente contínua para incorporá-lo à análise harmônica no domínio da frequência. Com essa finalidade, a formulação representa a característica não linear de seus conversores a modo de obter uma solução em regime permanente. Esse método baseia-se no previamente mencionado Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico (MICTH) (Variz *et al.*, 2006), permitindo a análise harmônica de sistemas desequilibrados que possuam um elo CC de forma ampla.

Em um estudo mais recente, são propostos o cálculo e a análise de ressonância harmônica no sistema elétrico com a inclusão de incertezas por Li *et al.* (2018). É mostrado como o resultado pode ser influenciado diante de tais incertezas através de um método que utiliza simulação de Monte Carlo. Essa abordagem permite identificar a mudança do comportamento do efeito de ressonância ao integrar a probabilidade das incertezas, porém demanda alto esforço computacional.

Seguindo uma perspectiva diferente sobre o tema da estimação de estado harmônico, a referência Vedik, Shiva e Harish (2020) traz o uso de um algoritmo evolucionário para resolver o problema. Propõe-se que os dados necessários para encontrar o estado harmônico do sistema sejam obtidos a partir de medições sincronizadas, medições essas fornecidas por algumas Unidades de Medição Fasorial (do inglês *Phasor Measurement Unit* (PMU)). Por fim, esses dados são introduzidos e processados no algoritmo evolucionário apresentado pelo estudo. Esse tipo de abordagem pode gerar resultados precisos e confiáveis, além de oferecer a possibilidade de aplicar incertezas às simulações e ainda assim obter resultados satisfatórios.

Em uma análise apoiada em métodos de otimização, em Teixeira, Melo e Filho (2021), é formulado e modelado um problema para determinar o máximo carregamento de um sistema elétrico. O estudo leva em consideração a avaliação da estabilidade de tensão e o impacto das componentes harmônicas, usando seus limites máximos na operação dos SEPs que garantam sua segurança. A solução é obtida através do método do ponto interior, utilizando os multiplicadores de Lagrange do problema de otimização para identificar as áreas mais críticas em relação à variação das magnitudes de tensão, suporte de potência reativa e THD.

Uma análise intervalar é proposta em Melo e Mingorança (2022), onde é calculado um fluxo de potência harmônico intervalar. Para esse fim, é aplicado o operador de Krawczyk na matriz Jacobiana, o que permite introduzir o conceito das incertezas de medições nas análises harmônicas; além de possuir uma grande vantagem no tempo de processamento computacional em comparação a métodos como a simulação de Monte Carlo, que necessita de grande esforço computacional. Essa vantagem é evidenciada através das simulações e resultados encontrados, os quais foram realizados em uma rede de distribuição.

A fim de se aprofundar no conceito de incertezas, em Xie e Sun (2022), é dissertado sobre como as fontes harmônicas nos sistemas de distribuição residenciais são altamente variáveis com o tempo. Portanto, havendo a necessidade de um novo modelo para calcular um fluxo de potência harmônico probabilístico de forma eficiente, confiável e focado na rede de distribuição. O método proposto se baseia em duas etapas, sendo a primeira um modelo acoplado, enquanto a segunda combina um modelo desacoplado com o método de injeção de correntes e teoria dos grafos.

A informação trazida nesta seção encontra-se presente na Tabela 3 em formato resumido, reunindo as principais contribuições de cada referência.

Tabela 3 – Lista de principais referências sobre análise e fluxo de potência harmônico

Referência	Principal Contribuição
Xia e Heydt (1982)	<ul style="list-style-type: none"> • Propõe um fluxo de potência harmônico baseado no método de Newton-Raphson.
Valcarel e Mayordomo (1993)	<ul style="list-style-type: none"> • Cria uma formulação de um fluxo de potência harmônico mais abrangente ao considerar sistemas desequilibrados.
Meliopoulos, Zhang e Zelingher (1994)	<ul style="list-style-type: none"> • É elaborado e criado pela primeira vez um método para estimação de estado harmônico.
Caramia <i>et al.</i> (1994)	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezas são consideradas e incorporadas na análise harmônica.
Zheng, Makram e Girgis (1999)	<ul style="list-style-type: none"> • Propõe a utilização da transformada de <i>wavelet</i> para análises harmônicas.
Carpinelli <i>et al.</i> (2001)	<ul style="list-style-type: none"> • São aplicadas incertezas na análise harmônica, porém é feita uma linearização do problema para uma solução rápida.
Zheng, Makram e Girgis (2003)	<ul style="list-style-type: none"> • Explora o impacto e efeito do desequilíbrio entre fases.
Papathanassiou e Papadopoulos (2006)	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta um modelo para avaliar o impacto de parques eólicos na qualidade de energia.
Variz <i>et al.</i> (2006)	<ul style="list-style-type: none"> • Formula o MICTH, método para análise harmônica em três fases para sistemas desequilibrados.
Liao (2007)	<ul style="list-style-type: none"> • Trabalha o tema da estimação de estado harmônico pela perspectiva de um problema de otimização.
Huang, Cui e Xu (2007)	<ul style="list-style-type: none"> • Aplica análise modal para identificar e analisar ressonâncias harmônicas.

Continua na próxima página

Variz <i>et al.</i> (2009)	<ul style="list-style-type: none"> • O método MICTH é aprimorado e reformulado a fim de incluir o neutro nas análises.
Niquini <i>et al.</i> (2009)	<ul style="list-style-type: none"> • Incorpora e modela o elo de corrente contínua nas análises harmônicas em regime permanente.
Li <i>et al.</i> (2018)	<ul style="list-style-type: none"> • Analisa a ressonância no sistema sobre a presença de incertezas.
Vedik, Shiva e Harish (2020)	<ul style="list-style-type: none"> • Emprega o uso de um algoritmo evolucionário para estimar o estado harmônico de um sistema.
Teixeira, Melo e Filho (2021)	<ul style="list-style-type: none"> • São aplicados métodos de otimização para avaliar a estabilidade do sistema junto com o efeito das componentes harmônicas nela.
Melo e Mingorança (2022)	<ul style="list-style-type: none"> • Apresenta um fluxo de potência harmônico intervalar baseado no operador de Krawczyk.
Xie e Sun (2022)	<ul style="list-style-type: none"> • Parte do princípio de incertezas, contudo foca em um método voltado para o sistema de distribuição.

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

3.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Durante este capítulo, foram examinadas e revisadas várias fontes bibliográficas relacionadas à análise de contingência e à análise harmônica em um sistema elétrico de potência, com a finalidade de fazer um levantamento das principais obras e dos pesquisadores-chave que influenciaram o tema desta pesquisa, desde os mais antigos, que trazem os pilares teóricos do assunto até as mais modernas e atuais, que apresentam as novas tendências do rumo das pesquisas.

No capítulo a seguir, será exposta a metodologia desenvolvida, que propõe utilizar análise de sensibilidade para tratar do cálculo de contingências; porém, expandindo seu uso para a esfera dos estudos sobre distorção harmônica, assim como ranqueamento de contingências seguindo um novo índice proposto.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

O presente capítulo busca expor o método proposto pelo trabalho apresentado em sua totalidade. O método pode ser dividido em duas etapas independentes entre si, mas que se complementam para uma análise mais ampla. A primeira é relativa ao estudo da mudança do estado harmônico da rede; enquanto a segunda propõe-se a ranquear a severidade que a mudança de estado ocasionou através de índices. Ainda é explicado em mais detalhes o procedimento utilizado para calcular o erro utilizado para validar o método posteriormente pelo Capítulo 5 de resultados, além de fornecer ainda um exemplo prático para mostrar o procedimento que ocorre na aplicação do método.

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A primeira etapa da metodologia propõe realizar uma análise de sensibilidade pautada no teorema da compensação para avaliar as contingências possíveis do sistema na escala harmônica. Tradicionalmente, o teorema da compensação é aplicado ao sistema estudado apenas para a avaliação da estabilidade de tensão do sistema após contingências. O teorema da compensação dita que é possível aplicá-lo à matriz de admitância e realizar o cálculo do novo estado do sistema após a contingência, em um processo que retira a necessidade do recálculo do fluxo de potência iterativo.

Contudo, é plausível extrapolar o conceito original presente na literatura e expandi-lo além do horizonte apenas da concepção da estabilidade de tensão na frequência fundamental. Ao invés de aplicá-lo somente para o caso tradicional, é viável implementá-lo também para cada ordem harmônica de interesse do estudo. Na teoria original, é partido do pressuposto que há uma pequena alteração na matriz de admitância nodal \mathbf{Y} , de forma análoga, é possível aplicar essa mesma ideia no espectro harmônico.

Pode ser considerado que, em uma matriz de admitância \mathbf{Y}^h de componente harmônica h , haja uma pequena alteração e que seja possível aplicar a análise de sensibilidade. Realizando os cálculos para cada frequência, é encontrado de maneira direta o novo estado harmônico do sistema elétrico, eliminando, assim, a necessidade do recálculo do fluxo de potência e fluxo de potência harmônico iterativos.

Com o novo estado do sistema pós contingência encontrado, é possível ranqueá-la de acordo com índices, como visto anteriormente na seção 2.2.4. Normalmente, a literatura propõe índices que levam em consideração somente a estabilidade de tensão e o fluxo de potência ativa passante entre as linhas, como é o comum de qualquer tipo de análise envolvendo contingências. Contudo a crescente inserção de componentes harmônicas na rede faz com que a criação de um índice, que leve em conta o estado harmônico da rede seja de interesse.

Portanto, essa metodologia traz uma nova abordagem de como ranquear as con-

tingências, levando em consideração o estado harmônico do sistema. São introduzidos novos índices que podem ser calculados através do resultado entregue pela realização da análise de sensibilidade. Essa aplicação do teorema da compensação fornece uma resposta bem mais rápida que uma abordagem mais simples e baseada em conceitos mais básicos, como o recálculo do Fluxo de Potência (FP) e FPH, por exemplo. Isso torna possível não apenas ranquear as contingências com mais elementos de interesse (a inclusão da análise harmônica), mas também fornecer o resultado em tempo real ou capacitar a avaliação de diversos casos em tempo menor do que ao se utilizar de uma resolução por fluxo de potência.

De acordo com o método, este capítulo divide as suas duas etapas. A primeira etapa é desenvolvida pela Seção 4.2, que expõe toda a formulação do teorema da compensação para seu uso nas diferentes componentes harmônicas. A segunda encontra-se na Seção 4.3, onde são propostos os índices mencionados. Enquanto a Seção 4.4 entrelaça as duas etapas e mostra como elas se complementam de forma prática.

4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE USANDO O TEOREMA DA COMPENSAÇÃO

A análise de sensibilidade pautada no teorema da compensação, originalmente, propõe um cálculo direto para obtenção do estado de um sistema elétrico após uma alteração na rede (Tinney, 1972). Sua formulação parte do princípio de um sistema em seu estado original segundo (4.1):

$$\mathbf{I}^0 = [\mathbf{Y}^0] \mathbf{E}^0 \quad (4.1)$$

Após uma alteração $\Delta\mathbf{Y}$ na matriz de admitância nodal, a rede passa a ter uma nova matriz de admitâncias \mathbf{Y} , de acordo com a Equação (4.2).

$$\mathbf{Y} = \mathbf{Y}^0 + \Delta\mathbf{Y} \quad (4.2)$$

Contudo, é possível desenvolver ainda mais essa formulação para abranger não somente a frequência fundamental, mas também as componentes harmônicas da rede. Logo, ao invés dos estados iniciais do sistema serem somente \mathbf{I}^0 , \mathbf{Y}^0 e \mathbf{E}^0 , haverá um estado inicial dos vetores de correntes e tensões, assim como da matriz de admitância nodal para cada componente harmônica h .

Portanto, é partido do pressuposto que a matriz de admitância em um estado inicial seja \mathbf{Y}_0^h para uma determinada ordem harmônica h . Os vetores referentes às tensões e correntes fasoriais seriam \mathbf{E}_0^h e \mathbf{I}_0^h , respectivamente. Consequentemente, a equação que relacionaria os três é a Equação (4.3).

$$\mathbf{I}^{0,h} = [\mathbf{Y}^{0,h}] \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.3)$$

Caso haja uma modificação $\Delta \mathbf{Y}^h$ de um elemento do sistema, a matriz de admitância irá assumir novos valores como definido pela Equação (4.4).

$$\mathbf{Y}^h = \mathbf{Y}^{0,h} + \Delta \mathbf{Y}^h \quad (4.4)$$

A mudança na matriz de admitância $\Delta \mathbf{Y}^h$ pode ser definida pela alteração Δy_{km}^h entre duas barras, como visto na Equação (4.5).

$$\Delta \mathbf{Y}^h = \Delta y_{km}^h \cdot \mathbf{e}_{km}^h \cdot \mathbf{e}_{km}^{T,h} \quad (4.5)$$

Onde o elemento \mathbf{e}_{km}^h é um vetor de zeros exceto nas posições k e m , que são as posições referentes às barras entre as quais se encontra a linha onde ocorreu a alteração. Nas posições k e m , esse vetor recebe os valores de +1 e -1, respectivamente. Exemplificado, tem-se a Equação (4.6):

$$\mathbf{e}_{km}^h = \begin{bmatrix} & k & & m & & \\ 0 & \dots & 1 & \dots & 0 & \dots & -1 & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

De forma análoga à matriz de admitância, o vetor de tensões fasoriais após uma mudança $\Delta \mathbf{E}^h$ no sistema pode ser definido como \mathbf{E}^h , de acordo com a equação (4.7).

$$\mathbf{E}^h = \mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h \quad (4.7)$$

Portanto, o vetor das correntes fasoriais de cada barra \mathbf{I}_0^h pode ser obtido a partir dos novos valores de tensão \mathbf{E}^h e da matriz de admitâncias \mathbf{Y}_0^h , como mostrado pela Equação (4.8).

$$\mathbf{I}^h = \mathbf{Y}^h \mathbf{E}^h \quad (4.8)$$

Caso seja suposto que a injeção de correntes permaneça a mesma, ou seja, $\mathbf{I}^h = \mathbf{I}^{0,h}$ e sejam aplicadas as Equações (4.4) e (4.7) na Equação (4.8), é obtida a Equação (4.9).

$$\mathbf{Y}^{0,h} \Delta \mathbf{E}^h + \Delta \mathbf{Y}^h \mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{Y}^h \Delta \mathbf{E}^h + \mathbf{Y}^{0,h} \mathbf{E}^{0,h} = \mathbf{I}^h \quad (4.9)$$

Como $\mathbf{Y}^{0,h} \mathbf{E}^{0,h} = \mathbf{I}^{0,h} = \mathbf{I}^h$, encontra-se a Equação (4.10).

$$\mathbf{Y}^{0,h} \Delta \mathbf{E}^h + \Delta \mathbf{Y}^h \mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{Y}^h \Delta \mathbf{E}^h = 0 \quad (4.10)$$

Na Equação (4.10), é possível desconsiderar o termo de segunda ordem $\Delta \mathbf{Y}^h \Delta \mathbf{E}^h$ devido à sua menor significância. Porém isso, consequentemente, prejudica a sua sensibilidade e pode significar em respostas menos precisas. O nome dessa resposta na aplicação

clássica do teorema é conhecida na literatura como solução não compensada (Tinney, 1972).

Ao desconsiderar o termo de segunda ordem da Equação (4.10), é obtida a resposta não compensada na Equação (4.11), que, por sua vez, pode ser manipulada para se encontrar a Equação (4.12). Essa equação fornece a possibilidade de avaliar a variação de tensão nas diferentes ordens harmônicas de forma aproximada, mas não é utilizada pelo trabalho apresentado devido à menor exatidão.

$$\mathbf{Y}^{0,h} \Delta \mathbf{E}^h = -\Delta \mathbf{Y}^h \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.11)$$

$$\Delta \mathbf{E}^h = -[\mathbf{Y}^{0,h}]^{-1} \Delta \mathbf{Y}^h \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.12)$$

Ao não desprezar o termo de segunda ordem, a resposta torna-se bem mais satisfatória e pode ser encontrada manipulando a Equação (4.10). Neste caso é encontrada a Equação (4.13).

$$\mathbf{Y}^{0,h} \Delta \mathbf{E}^h = -\Delta \mathbf{Y}^h (\mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.13)$$

Desenvolvendo mais a relação, encontra-se (4.14):

$$\Delta \mathbf{E}^h = -[\mathbf{Y}^{0,h}]^{-1} \Delta \mathbf{Y}^h (\mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.14)$$

Em que a matriz inversa de admitâncias no sistema base $[\mathbf{Y}^{0,h}]^{-1}$ é igual à matriz de impedâncias $\mathbf{Z}^{0,h}$. Enquanto a variação da rede $\Delta \mathbf{Y}^h$ pode ser substituída em concordância com a Equação (4.5), o que resulta na Equação (4.15).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \cdot (\mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.15)$$

Onde o termo $(\mathbf{e}_{km}^{T,h} \cdot (\mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h))$ pode ser substituído segundo a notação dada pela Equação (4.16).

$$E_{km}^{0,h} + \Delta E_{km}^h = \mathbf{e}_{km}^{T,h} \cdot (\mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.16)$$

Em que os elementos $E_{km}^{0,h}$ e ΔE_{km}^h são definidos de acordo com as Equações (4.17) e (4.18), respectivamente.

$$E_{km}^{0,h} = E_k^{0,h} - E_m^{0,h} \quad (4.17)$$

$$\Delta E_{km}^h = \Delta E_k^h - \Delta E_m^h \quad (4.18)$$

Em seguida, aplicando a manipulação estabelecida pela Equação (4.16), na Equação (4.15), encontra-se a Equação (4.19).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h (E_{km}^{0,h} + \Delta E_{km}^h) \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.19)$$

Ao multiplicar ambos os lados da Equação (4.19) pelo vetor $\mathbf{e}_{km}^{T,h}$, encontra-se a Equação (4.20).

$$\mathbf{e}_{km}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h (E_{km}^{0,h} + \Delta E_{km}^h) \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.20)$$

Que pode ser reescrita de acordo com a Equação (4.21).

$$\Delta E_{km}^h = -\Delta y_{km}^h (E_{km}^{0,h} + \Delta E_{km}^h) \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.21)$$

Desenvolvendo o cálculo, tem-se (4.22):

$$\Delta E_{km}^h = -E_{km}^{0,h} \Delta y_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h - \Delta E_{km}^h \Delta y_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.22)$$

Dessa forma, é possível isolar o termo ΔE_{km}^h , conforme as Equações (4.23) e (4.24).

$$\Delta E_{km}^h \cdot (1 + \Delta y_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h) = -E_{km}^{0,h} \Delta y_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.23)$$

$$\Delta E_{km}^h = -\frac{E_{km}^{0,h} \Delta y_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h}{(1 + \Delta y_{km}^h \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h)} \quad (4.24)$$

Em continuidade, é possível definir o elemento $y_{km}^{eq,h}$, que irá corresponder à admittance equivalente entre os nós k e m , seguindo as igualdades definidas pelas Equações (4.25) e (4.26).

$$(y_{km}^{eq,h})^{-1} = z_{km}^{eq,h} = \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.25)$$

$$\mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h = Z_{kk}^{0,h} + Z_{mm}^{0,h} - 2Z_{km}^{0,h} \quad (4.26)$$

Após isso, a Equação (4.24) pode ser reescrita segundo a Equação (4.25), a fim de simplificá-la.

$$\Delta E_{km}^h = -\frac{E_{km}^{0,h} \Delta y_{km}^h (y_{km}^{eq,h})^{-1}}{(1 + \Delta y_{km}^h (y_{km}^{eq,h})^{-1})} \quad (4.27)$$

Multiplicando o denominador e numerador da Equação (4.27) por $y_{km}^{eq,h}$, encontra-se a Equação (4.28).

$$\Delta E_{km}^h = \frac{-\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h}}{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}} \quad (4.28)$$

Com o termo ΔE_{km}^h definido, é viável aplicar a Equação (4.28) na Equação (4.19), o que resulta na Equação (4.29).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h \left(E_{km}^{0,h} + \frac{-\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h}}{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}} \right) \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.29)$$

A variável $E_{km}^{0,h}$ pode ser posta em evidência fora dos parênteses, como dita a Equação (4.30).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h} \left(1 + \frac{-\Delta y_{km}^h}{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}} \right) \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.30)$$

Desenvolvendo mais a equação, tem-se que:

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h} \left(\frac{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}}{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}} + \frac{-\Delta y_{km}^h}{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}} \right) \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.31)$$

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h} \left(\frac{y_{km}^{eq,h}}{\Delta y_{km}^h + y_{km}^{eq,h}} \right) \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.32)$$

Em seguida, para simplificar a equação, o numerador e denominador são multiplicados por $(y_{km}^{eq,h})^{-1}$, o que ocasiona na Equação (4.33).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\frac{\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h}}{1 + \Delta y_{km}^h (y_{km}^{eq,h})^{-1}} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h \quad (4.33)$$

Ainda é possível redefinir a parcela $\mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h$ como apenas um termo, consoante a Equação (4.34).

$$\mathbf{w}_{km}^h = \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h = \mathbf{Z}_k^{0,h} - \mathbf{Z}_m^{0,h} \quad (4.34)$$

Enquanto, o elemento $(y_{km}^{eq,h})^{-1}$ pode ser reescrito como $z_{km}^{eq,h}$, como mostrado anteriormente pela Equação (4.25).

Enfim, a partir dessas considerações é determinada a expressão matemática da Equação (4.35). Essa equação correlaciona-se à variação de tensão após a contingência ocorrer no sistema em cada componente harmônica, que seja de interesse de ser calculada e analisada. Essa relação oferece uma ótima exatidão em pequenas mudanças na matriz de admitância nodal com apenas um cálculo direto, sem necessidade do uso de métodos iterativos.

$$\Delta \mathbf{E}^h = \frac{\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h}}{1 - \Delta y_{km}^h z_{km}^{eq,h}} \mathbf{w}_{km}^h \quad (4.35)$$

A Equação (4.35) pode, por fim, ser aplicada na Equação (4.7) e encontrar o novo estado de tensão \mathbf{E}^h do sistema, tanto na frequência fundamental quanto no espectro harmônico.

Vale destacar que somente o estado original do sistema é necessário para realizar o cálculo e o método. Em outras palavras, não há a necessidade de recalculá-lo o fluxo de potência para cada contingência avaliada. É necessário realizar apenas um cálculo direto de esforço computacional insignificante em comparação com o esforço de executar um novo fluxo de potência e fluxo de potência harmônico.

Portanto, desde que se tenha encontrado o estado do sistema base, esse método é aplicável, sendo somente é preciso calcular um único FP e FPH, que possibilita analisar a saída de qualquer linha do sistema. É importante citar que não há restrição quanto ao método para calcular o fluxo de potência ou fluxo de potência harmônico (nos casos de $h > 1$); contanto apenas que se tenha o conhecimento do vetor fasorial de tensões \mathbf{E}^h e da matriz de admitância nodal \mathbf{Y}^h .

A obtenção do estado harmônico do sistema elétrico permite outras análises e cálculos, como a obtenção da distorção harmônica total (THD) em cada uma de suas barras. Fato que torna essa ferramenta bastante versátil, sendo possível aplicá-la para diferentes usos e estudos.

O presente trabalho limita-se a utilizar essa formulação, apenas avaliando contingências simples. Contudo, é possível aplicar o mesmo conceito para a consideração da adição de linhas, ou mesmo alterações múltiplas.

4.2.1 Adição de linhas

De forma análoga à retirada de uma linha, o método permite considerar que uma linha foi adicionada ao sistema. De acordo com a Equação (4.4), que é o ponto de partida para a metodologia, é suposto que haja uma alteração $\Delta \mathbf{Y}^h$ aplicada a matriz de admitância nodal \mathbf{Y}^h . Essa alteração não é necessariamente a remoção de uma linha, podendo ser considerada também uma adição de uma nova linha.

O elemento Δy_{km}^h é o responsável por traduzir a remoção de uma linha na matriz de admitância na Equação (4.35). Para que seja analisada a adição ao invés da remoção da linha entre os nós k e m , basta a inversão do sinal do elemento Δy_{km}^h , que resulta na Equação (4.36).

$$\Delta \mathbf{E}^h = \frac{-\Delta y_{km}^h E_{km}^{0,h}}{1 + \Delta y_{km}^h z_{km}^{eq,h}} \mathbf{w}_{km}^h \quad (4.36)$$

A adição de novas linhas possibilita análises diferentes, podendo ajudar no planejamento e atuar em conjunto com a análise de contingências para identificar as linhas mais críticas e testar a adição de novas linhas para contornar o problema.

4.2.2 Alterações múltiplas

Ainda é possível ampliar sua aplicação e analisar múltiplas contingências e deixar o formulação mais genérica. Considerando que haja n contingências, tem-se n nós k e m , o que resulta em n vetores $\mathbf{e}_{k_i m_i}^h$ e escalares $\Delta y_{k_i m_i}^h$ (onde i varia de 1 à n).

Esses elementos podem passar a serem definidos pelas matrizes \mathbf{M} e $\Delta \mathbf{y}^h$ de acordo com as Equações (4.37) e (4.38), respectivamente.

$$\mathbf{M} = \left[\mathbf{e}_{k_1 m_1}^h \quad \mathbf{e}_{k_2 m_2}^h \quad \cdots \quad \mathbf{e}_{k_n m_n}^h \right] \quad (4.37)$$

$$\Delta \mathbf{y}^h = \begin{bmatrix} \Delta y_{k_1 m_1}^h & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \Delta y_{k_2 m_2}^h & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \Delta y_{k_n m_n}^h \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

Onde a matriz \mathbf{M} será preenchida pelos vetores $\mathbf{e}_{k_i m_i}^h$, ou seja, será uma matriz de ordem $n \times b$, em que b é o número de barras do sistema. Em que cada vetor $\mathbf{e}_{k_i m_i}^h$ é montado dentro da matriz \mathbf{M} de acordo com a Equação (4.6), explicada anteriormente.

Assim como a matriz $\Delta \mathbf{y}^h$ resulta em uma matriz diagonal de ordem $n \times n$, com cada elemento $\Delta y_{k_i m_i}^h$ sendo de sua respectiva alteração.

Logo, a matriz $\Delta \mathbf{Y}^h$ que passa a definir as alterações na matriz de admitância nodal é determinada pela Equação (4.39).

$$\Delta \mathbf{Y}^h = \mathbf{M} \cdot \Delta \mathbf{y}^h \cdot \mathbf{M}^T \quad (4.39)$$

Portando, de forma análoga à Equação (4.15), tem-se a Equação (4.40) com as devidas modificações.

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \mathbf{M}^{T,h} \cdot (\mathbf{E}^{0,h} + \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.40)$$

Essa equação pode ser simplificado na Equação (4.41).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \cdot (\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} + \mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.41)$$

Que, por sua vez, ao se multiplicar à esquerda em ambos os lados pela matriz $\mathbf{M}^{T,h}$, encontra-se a Equação (4.42)

$$\mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \cdot (\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} + \mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h) \quad (4.42)$$

Aplicando a propriedade distributiva de matrizes obtém-se a Equação (4.43).

$$\mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} - \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h \quad (4.43)$$

O termo $\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h}$ pode ser isolado de acordo com as Equações (4.44) e (4.45), onde \mathbf{I}_D é a matriz identidade de ordem $n \times n$.

$$(\mathbf{I}_D + \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h) \cdot \mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.44)$$

$$\mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h = -(\mathbf{I}_D + \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h)^{-1} \cdot \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \Delta \mathbf{y}^h \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.45)$$

Nota-se que o termo $\mathbf{M}^{T,h} \Delta \mathbf{E}^h$ aparece na Equação (4.41). Logo, é possível aplicar a Equação (4.45) na Equação (4.41) e encontrar a Equação (4.46), de forma semelhante ao que foi realizado anteriormente ao aplicar a Equação (4.28) na Equação (4.19).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h ((\Delta \mathbf{y}^h)^{-1} + \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h)^{-1} \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.46)$$

As parcelas $\mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h$ e $\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h$ podem ser redefinidas, respectivamente, de acordo com as Equações (4.47) e (4.48).

$$\mathbf{W}^h = \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \quad (4.47)$$

$$\mathbf{Z}^{eq,h} = \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h \quad (4.48)$$

Por fim, é estabelecida a relação que define a variação de tensão para cada componente harmônica na Equação (4.49).

$$\Delta \mathbf{E}^h = -\mathbf{W}^h ((\Delta \mathbf{y}^h)^{-1} + \mathbf{Z}^{eq,h})^{-1} \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} \quad (4.49)$$

Nota-se que essa é uma formulação mais abrangente do teorema para a alteração de mais de uma linha. Caso $n = 1$ tem-se que $\mathbf{W}^h = \mathbf{w}_{km}^h$, $\mathbf{M}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} = \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{E}^{0,h} = E_{km}^{0,h}$,

$\Delta \mathbf{y}^h = \Delta y_{km}^h$ e $\mathbf{Z}^{eq,h} = \mathbf{M}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{M}^h = \mathbf{e}_{km}^{T,h} \mathbf{Z}^{0,h} \mathbf{e}_{km}^h = z_{km}^{eq,h}$, essa consideração nos leva novamente à Equação (4.35) que é um caso particular da solução.

Contudo, mesmo que seja possível a consideração de múltiplas contingências, não é desejável que seja analisada um caso onde n seja muito elevado. Pois, além de maior probabilidade de erros de cálculo, ainda é necessário a inversão da matriz $((\Delta \mathbf{y}^h)^{-1} + \mathbf{Z}^{eq,h})^{-1}$, que possui ordem $n \times n$. Para um número baixo de n , o custo computacional é pequeno, porém em uma matriz de ordem elevada, o cálculo se torna custoso.

4.3 RANQUEAMENTO DE CONTINGÊNCIAS

A obtenção das tensões harmônicas e, conseqüentemente, do THD em cada barra do sistema não completa o método. Esses dados e números são muitos numerosos para um rápido entendimento sendo necessário processá-los para traduzir seu significado de forma objetiva. Como a operação do sistema é dinâmica e precisa ser feita em tempo real, assim como o planejamento demanda a simulação de inúmeros cenários, é desejável que a informação seja resumida o melhor possível de forma visual e prática para o operador do sistema.

Como mencionado na seção 2.2.4, a forma mais comum de exprimir a informação da severidade de uma contingência é a utilização de índices. Tradicionalmente, são apenas levados em conta os problemas referentes à estabilidade de tensão e limites de linhas transmissão, mas isso não exprime em totalidade a complexidade do sistema. Não obstante, a qualidade de energia pode trazer problemas graves ao sistema como já discutido. Por conseqüência, é cada vez mais necessário e importante incluir os impactos gerados na distribuição das componentes harmônicas nessa análise, para que seja obtida uma solução mais ampla.

Dessa maneira, há muitos índices propostos na literatura, porém os mesmos não exploram ou incluem a deterioração da qualidade de energia da rede. Visto isso, é preciso a criação de um novo índice para a consideração da presença de harmônicos e que representem seu impacto e severidade de forma numérica.

Há muitas possibilidades de formulações de índices, em uma abordagem mais simplificada é possível recorrer ao índice proposto (4.50). Esse índice foca na consideração da variação máxima de THD entre as barras como guia para medir a severidade da contingência. Ressalta-se ainda que o índice apresenta uma divisão ponto a ponto entre dois vetores (não se tratando de uma divisão vetorial), assim como ocorrerá no próximo índice.

$$f_1 = \max \left(\frac{|\Delta \text{THD}_k|}{\text{THD}_0} \right) \quad (4.50)$$

Onde:

$\Delta \mathbf{THD}_k$ é a variação do vetor de THD (das barras do sistema) da contingência k ;
 \mathbf{THD}_0 é o vetor de THD para o sistema em condições normais.

Esse índice pode ser utilizado tanto individualmente, quanto em conjunto com outros índices mais tradicionais que medem a estabilidade de tensão e violações de fluxo entre linhas. Isso ajuda na obtenção de um panorama mais amplo da dimensão do impacto da saída de um elemento da rede, fornecendo, dessa forma, uma melhor visão geral sobre o acontecimento.

Índices como os vistos na seção 2.2.4 podem, então, ser usados em complemento (ou mesmo outras abordagens na literatura podem ser utilizadas). Seguindo a abordagem mais simplificada anterior, índices como o f_2 e o f_3 podem ser usados como possibilidade ao considerar, também, a máxima variação entre as barras ou linhas do sistema. Esses índices são apresentados pelas Equações (4.51) e (4.52), respectivamente. Note que o índice f_3 não é dividido pelo fluxo do sistema base, pois, em muitos casos, seu valor pode ser igual a zero ou próximo disso.

$$f_2 = \max \left(\frac{\Delta \mathbf{V}_k}{\mathbf{V}_0} \right) \quad (4.51)$$

$$f_3 = \max (\Delta \mathbf{P}_{km}) \quad (4.52)$$

Onde:

$\Delta \mathbf{V}_k$ é a variação de tensão da contingência k ;

\mathbf{V}_0 é a tensão para o sistema em condições normais;

$\Delta \mathbf{P}_{km}$ é a variação do fluxo entre linhas após a contingência.

Os índices podem ser ainda unificados em um único, que é resultante da soma dos três; porém, com pesos em cada um deles a serem ajustados pelo melhor interesse do operador do estudo em questão. Esses pesos facilitam a reforçar a importância da área de desejo, como visto no índice proposto geral A_k , representado pela Equação (4.53). Por exemplo, como normalmente é dada uma importância maior à estabilidade de tensão, com esse novo índice, é possível continuar a dar a devida importância a essa área vista como mais sensível e crítica. Além de, em complementação, não negligenciar outro aspecto importante para a integridade completa do sistema que está em crescimento atualmente.

$$A_k = \alpha f_1 + \beta f_2 + \gamma f_3 \quad (4.53)$$

Onde:

- f_1 índice proposto para medir a severidade pela perspectiva do THD;
- α é o peso não negativo do índice f_1 ;
- f_2 índice proposto para medir a severidade pela perspectiva da estabilidade de tensão;
- β é o peso não negativo do índice f_2 ;
- f_3 índice proposto para medir a severidade pela perspectiva do fluxo entre linhas;
- γ é o peso não negativo do índice f_3 .

Uma vez que os dados obtidos por cada índice individual podem possuir uma escala de valores diferentes, esses dados podem ser normalizados para o mesmo patamar que os demais. Em adição a isso, os pesos α , β e γ podem, inclusive, ser considerados como uma soma total resultante de 100%. Essa consideração define melhor a importância e magnitude que se queira dar a cada uma, como visto através da Equação (4.54).

$$\alpha + \beta + \gamma = 100\% \quad (4.54)$$

Outras abordagens podem, também, ser exploradas e um índice mais completo pode ser elaborado baseado nos índices da seção 2.2.4, por exemplo. Uma das possibilidades para um novo índice proposto f_1 , que contemple a severidade da contingência, é apresentado na Equação (4.55). Esse novo índice engloba a distorção harmônica em todas as barras do sistema, penalizando de forma mais pesada as barras onde há uma violação no limite aceitável e/ou permitido do THD.

$$f_1 = \sum_{i=1}^{nb} \frac{\alpha}{2n} \cdot \left(\frac{THD_i}{THD^{Lim}} \right)^{2n} \quad (4.55)$$

Onde:

- nb é o número de barras do sistema;
- α é o peso não negativo a ser adotado pelo usuário;
- n é o fator de penalidade;
- THD_i é THD na barra i pós contingência;
- THD^{Lim} é o limite máximo de THD desejado ou permitido.

Essa abordagem mostra-se em geral mais apropriada, pois leva em consideração as violações de limite e o THD de todas as barras para integrar a solução. Possui, ainda, um fator de penalidade que pode ser utilizado para ajustar a resposta, baseando-se no que for julgado como mais importante penalizar. Além dessa questão, ainda pode ser utilizado dentro do próprio índice geral proposto (4.53), em conjunto com outros índices (como os

próprios de Ejebe e Wollenberg (1979) ou de outros da literatura) para medir a severidade geral das contingências.

Em suma, o primeiro índice f_1 apresentado está mais relacionado à mudança do estado da rede, o que indica maior severidade quando há maior variação nos níveis de THD e é, portanto, mais adequado aos estudos direcionados a essa perspectiva.

Por outro lado, o segundo dá somente valor ao estado pós contingência, ainda podendo ajustar o fator de penalidade para encontrar respostas diferentes, como será visto no Capítulo 5. É, pois, em geral, dado um peso maior a níveis altos ou violações de THD, além de não utilizar nenhum dado do estado original (pré contingência) do sistema.

Desse modo, torna-se praticável ranquear as contingências de forma automática na perspectiva de distorções harmônicas. Bastando apenas o THD de cada barra antes e após a contingência, a severidade é calculada e, então, identificadas as mais críticas dos sistema, facilitando tanto operação quanto planejamento.

4.4 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA

Os dois pontos foram explorados e podem ser conectados em uma única ferramenta mais completa. A análise de sensibilidade fornece uma resposta rápida e satisfatória para a obtenção do novo estado da rede; ao passo que, os índices propostos dão a possibilidade de ranquear as contingências em uma lista simples e abrangente de acordo com o quão crítica é essa contingência, baseando-se unicamente no estado encontrado pela análise de sensibilidade.

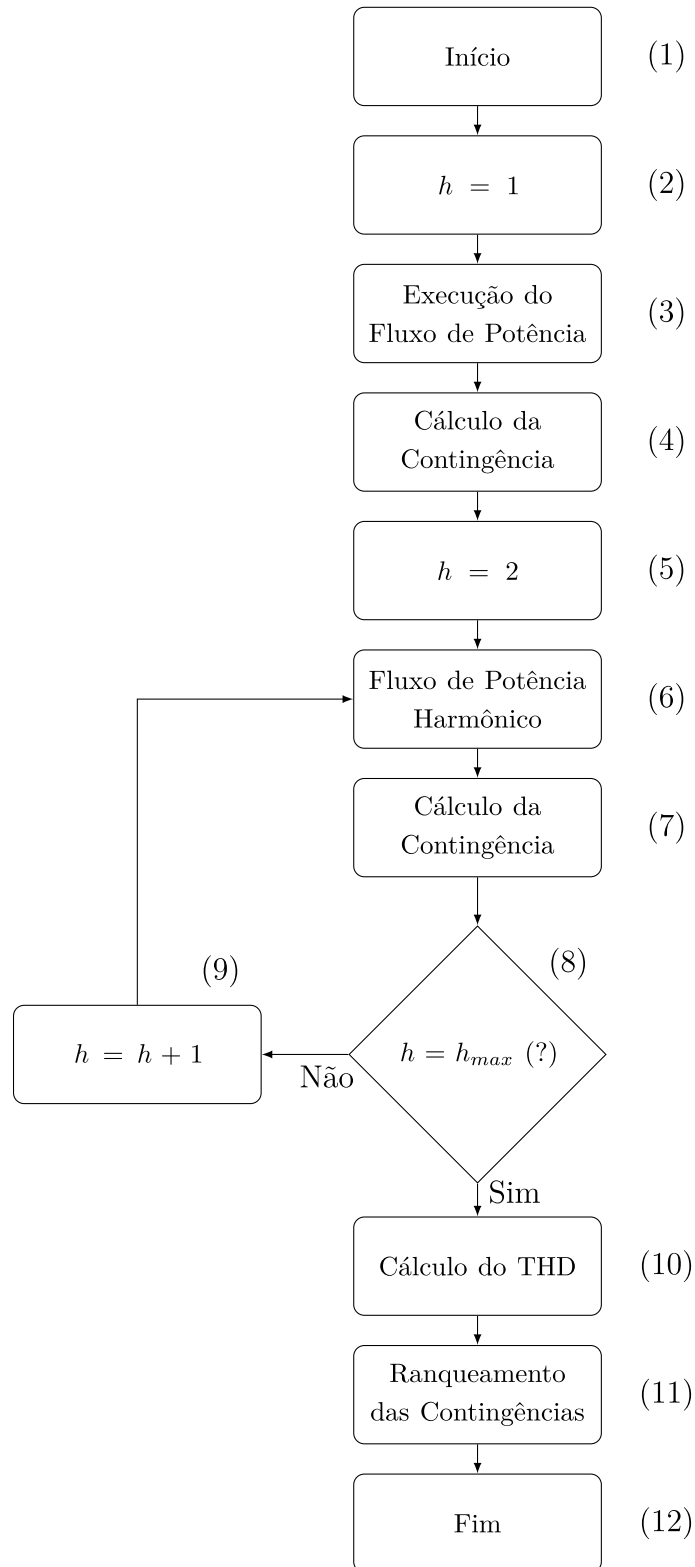
Ao analisar cada contingência de um sistema é possível, então, criar uma lista de contingências mais graves e críticas de forma automática. Ao utilizar a análise de sensibilidade baseada no teorema da compensação de acordo com o método proposto para analisar tais contingências no espectro harmônico, é possível ranquear e aplicar os índices propostos para analisar sua severidade em tempo de execução computacional pequeno. Dessa forma, é possível medir o impacto delas em tempo real e fornecer ao operador do sistema mais ferramentas para garantir a segurança da rede e dar prosseguimento a sua operação estável; assim como oferecer uma ferramenta útil também para o planejamento do próprio sistema elétrico.

Portanto, pelo método, é possível ranquear em tempo real as contingências mais críticas, não somente considerando os critérios tradicionais da análise de severidade. Agora distorções harmônicas são levadas em conta com sua contribuição para a deterioração do sistema, tornando possível traduzir a degradação da qualidade de energia em nível de severidade de uma contingência em forma numérica e simples.

Com os principais pontos estabelecidos, a metodologia completa pode ser resumida pelo fluxograma da Figura 12. Cada bloco é citado e explicado em mais detalhes

posteriormente.

Figura 12 – Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

- **Bloco - 1:** início do algoritmo e entrada de dados necessários do sistema de potência;

- **Bloco - 2:** a primeira ordem harmônica h a ser analisada é a frequência fundamental, em outras palavras, $h = 1$;
- **Bloco - 3:** neste bloco, o fluxo de potência é executado para a frequência fundamental, considerando o caso base sem a ocorrência de nenhuma contingência;
- **Bloco - 4:** este bloco indica o cálculo de cada contingência que se queira analisar. Esse cálculo utiliza a formulação encontrada na Equação (4.35) para contingências simples, ou a formulação descrita pela Equação (4.49), caso sejam múltiplas contingências. Como o método fornece um cálculo direto, não há a necessidade de recalculá-lo o fluxo de potência para cada contingência considerada, economizando esforço computacional. Porém, enfatiza-se o fato da necessidade de um sistema base a ser utilizado, que previamente terá seu fluxo de potência executado. Após ter conhecimento do estado do sistema base é possível avaliar quantas contingências se queira para esse sistema base sem a demanda de recalculá-lo o fluxo de potência múltiplas vezes (uma para cada contingência);
- **Bloco - 5:** com a análise já realizada para a frequência fundamental, é passada para a próxima harmônica $h = 2$;
- **Bloco - 6:** de forma análoga ao que foi feito em $h = 1$, o fluxo de potência harmônico é calculado para a ordem harmônica h e é obtido o estado harmônico do sistema base na ordem h ;
- **Bloco - 7:** assim como no **Bloco - 4**, neste bloco é performada a análise de cada contingência de interesse na ordem harmônica h . As Equações (4.35) e (4.49) são utilizadas, respectivamente, para contingências simples ou múltiplas;
- **Bloco - 8:** o atual bloco de decisão avalia se a atual ordem harmônica h é a última ordem de interesse. Caso não se queira analisar outra ordem, o algoritmo segue curso para o **Bloco - 10**; caso o contrário, o algoritmo segue para o **bloco - 9**;
- **Bloco - 9:** neste bloco, é passado para a próxima ordem harmônica h a ser analisada;
- **Bloco - 10:** após encontrar o estado de tensão de cada barra do sistema e ordem harmônica após as contingências avaliadas, o THD é calculado para cada barra e caso de contingência de acordo com a Equação (2.4);
- **Bloco - 11:** por fim, este bloco destina-se a ranquear cada contingência analisada conforme os índices explorados na Seção 4.3, identificando as contingências mais severas;
- **Bloco - 12:** este bloco marca o fim do algoritmo.

4.5 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS E DO MÉTODO

Como o método fornece uma aproximação do valor real da variação da tensão de cada componente harmônica, é possível validar o resultado com a resposta encontrada por via determinística da avaliação de uma contingência. Logo, basta apenas recalcular o fluxo de potência e fluxo de potência harmônico, considerando-se a linha perdida.

Portanto, este trabalho propõe-se a aplicar o método proposto e validá-lo ao compará-lo com essa abordagem baseada em conceitos mais clássicos. Diante disso, é mostrado o erro entre as duas possibilidades e a diferença entre o tempo de esforço computacional necessário, já que essa é a maior vantagem do método proposto.

A fim de avaliar a sua acurácia, o erro entre os dois métodos deve ser calculado e deve estar dentro de uma margem aceitável. Existem três principais possibilidades que podem ser utilizadas para analisar o erro, que são o erro percentual e absoluto em relação ao THD encontrado pelas abordagens em cada barra, e o erro de cada módulo de tensão para cada ordem harmônica e barra.

O erro percentual e absoluto do THD pode ser calculado de acordo com as Equações (4.56) e (4.57), respectivamente, onde THD_{MI} é o THD encontrado pelo método iterativo usando fluxo de potência, enquanto THD_{MP} é encontrado por meio do método proposto.

$$e_{per.}[\%] = \frac{|THD_{MI} - THD_{MP}|}{THD_{MI}} \cdot 100\% \quad (4.56)$$

$$e_{abs.} = THD_{MP} - THD_{MI} \quad (4.57)$$

É importante ressaltar que o THD em sistemas de transmissão possui um limite, que varia de uma regulação a outra. Em geral, esse valor é definido abaixo de 3% e, conseqüentemente, na maioria dos casos, a penetração harmônica estará abaixo ou somente pouco acima desse limite. Logo, números muito próximos do zero são comuns nesse tipo de análise. Por consequência, um cálculo de erro percentual pode ser um tanto inadequado nesse tipo de situação, a depender do quão próximo o valor está do zero.

Por exemplo, suponha-se que $THD_{MI} = 0,3\%$ e que $THD_{MP} = 0,4\%$, os quais são valores mais próximos ao zero. Então, teria-se que:

$$e_{per.}[\%] = \frac{|0,003 - 0,004|}{0,003} \cdot 100\% = 33,33\% \quad (4.58)$$

$$e_{abs.} = 0,004 - 0,003 = 0,001 \quad (4.59)$$

Um erro de 33,33% parece elevado; porém há somente um erro absoluto de 0,001 (ou 0,1%) que parece ser um valor aceitável. Agora, avaliando um valor um pouco mais elevado como $THD_{MI} = 3,0\%$ e $THD_{MP} = 3,1\%$, tem-se que:

$$e_{per.}[\%] = \frac{|0,03 - 0,031|}{0,03} \cdot 100\% = 3,33\% \quad (4.60)$$

$$e_{abs.} = 0,031 - 0,03 = 0,001 \quad (4.61)$$

Nos dois casos, o erro absoluto é igual. Porém, no primeiro caso, o erro percentual é de 33,33%; enquanto, no segundo, é 3,33%. Essa é uma diferença imensa para um erro absoluto igual, o que mostra que o erro percentual não é o mais adequado para avaliar a situação. Isso se deve ao primeiro caso ter valores muito próximos a zero, fazendo com que o erro passe a impressão de ser muito elevado. Inclusive, pode haver ocasiões onde $THD_{MI} = 0,0\%$. Nesse caso, não importa quão próximo THD_{MP} seja da resposta, o erro percentual será infinito, uma vez que o método é uma aproximação e não irá acertar o resultado em todas as casas decimais.

Visto isso, a melhor forma de se guiar é pelo erro absoluto ao analisar a eficácia do método. Diante da situação, este trabalho apresenta e calcula o erro percentual e absoluto para mostrar esse efeito em mais detalhes.

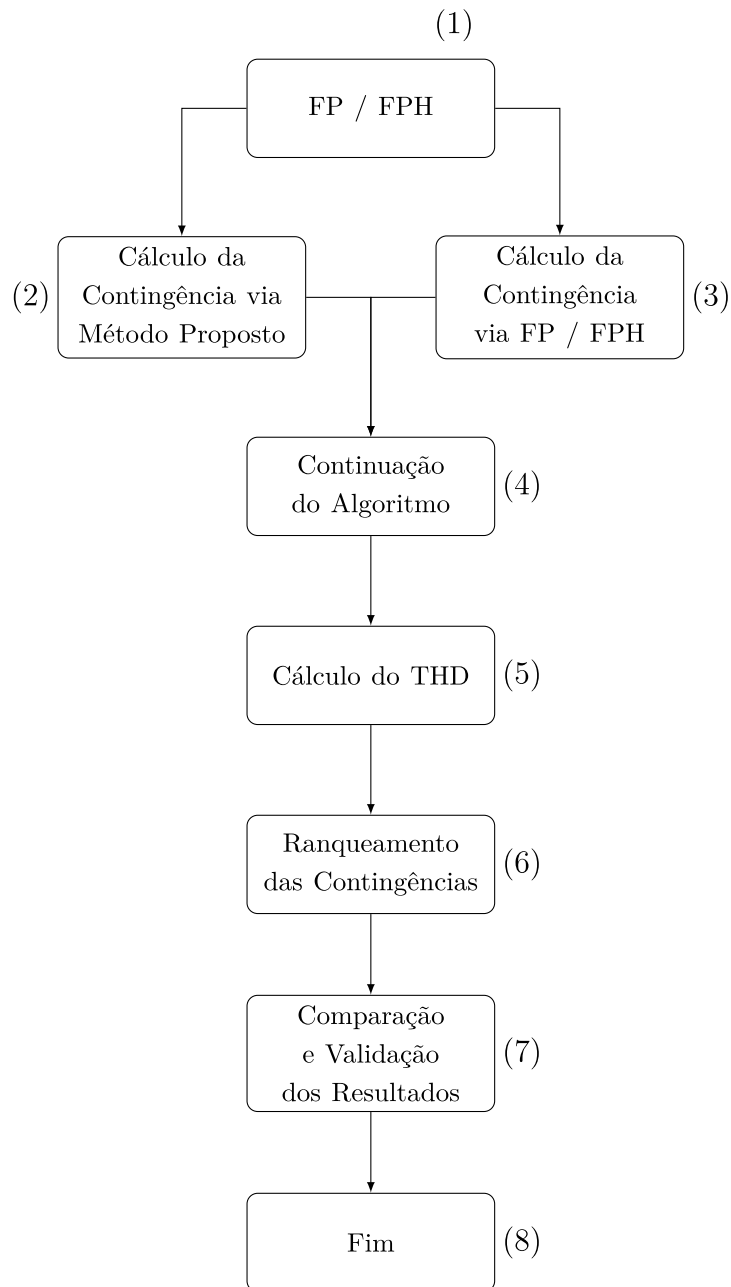
Como dito anteriormente, além de avaliar o erro do THD, ainda é possível analisar também o erro do módulo em cada barra e em cada harmônica. Isso pode ser feito com o cálculo do erro absoluto entre os módulos de tensão encontrados entre os métodos, como demonstrado pela Equação (4.62). Onde \mathbf{E}_{MI}^h é o vetor de tensão encontrado para a componente harmônica h pelo método determinístico. Enquanto, \mathbf{E}_{MP}^h representa o mesmo vetor, mas encontrado pelo método proposto.

$$e_{harm.} = |\mathbf{E}_{MI}^h| - |\mathbf{E}_{MP}^h| \quad (4.62)$$

Nota-se ainda que o THD é único para cada barra do sistema, então seu erro percentual e absoluto serão vetores de erro de tamanho de mesmo número de barras. Ao mesmo tempo que o erro dos módulos de tensão será uma matriz de tamanho $b \times h$, com b sendo o número de barras e h a quantidade total de ordens harmônicas consideradas.

Diante disso, o passo a passo mostrado pela Figura 12 pode ser modificado a fim de acrescentar a validação do método segundo o fluxograma da Figura 13. Para ser validado, após a execução do fluxo de potência ou do fluxo de potência harmônico (Blocos 3 e 6, respectivamente, do fluxograma da Figura 12 a depender do valor de h), é feito o cálculo da contingência tanto pelo método proposto, quanto via FP ou FPH; ao passo que o restante dos cálculos de THD e ranqueamento de contingências são feitos para os dois casos, que, então, são comparados ao fim pelas ferramentas de cálculo de erro apresentadas.

Figura 13 – Fluxograma para validação da metodologia proposta



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

- **Bloco - 1:** este bloco representa a execução do FP ou FPH para o sistema em seu estado original, referentes ao Bloco 3 ou 6 do fluxograma da metodologia da Figura 12. É o que marca onde começam as diferenças entre os dois fluxogramas, as etapas anteriores permanecem iguais;
- **Bloco - 2:** com a informação obtida do sistema base, é calculada a contingência de acordo, como já explicitado nos Blocos 4 e 7 da Figura 12;
- **Bloco - 3:** o atual bloco estabelece o primeiro passo adicional para a validação do método. É executado o fluxo de potência (para $h = 1$) ou fluxo de potência

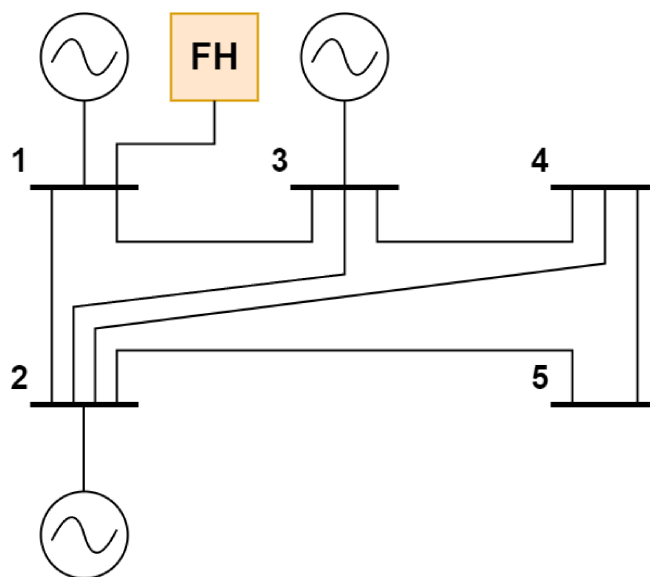
harmônico (para $h > 1$) para cada contingência avaliada;

- **Bloco - 4:** o bloco simboliza a continuação do algoritmo original e seus passos previamente estabelecidos;
- **Bloco - 5:** após a obtenção do estado do sistema depois de cada contingência via método proposto e método determinístico (execução do fluxo de potência/fluxo de potência harmônico), o THD de cada barra e contingência é calculado conforme a Equação (2.4);
- **Bloco - 6:** procede ao ranqueamento das contingências, estabelecendo as mais severas, novamente de acordo com os dois métodos. O ranqueamento é feito consoante à Seção 4.3;
- **Bloco - 7:** neste bloco, os resultados obtidos pelos dois métodos são comparados e validados de acordo com as equações apresentadas por esta seção;
- **Bloco - 8:** marca o fim do algoritmo.

4.6 EXEMPLO ILUSTRATIVO

É considerado o sistema teste IEEE 5 barras da Figura 14 com os dados retirados de Balamurugan *et al.* (2022). Nesse sistema é inserida uma fonte harmônica na barra 1 com espectro harmônico de acordo com a Tabela 4 e solução do sistema base de acordo com a Tabela 5, resolvido via FP e FPH. Em seguida, é avaliada uma contingência na linha 2-4 ($k = 2$ e $m = 4$), desejando-se encontrar o novo estado harmônico da rede.

Figura 14 – Sistema exemplo IEEE 5 barras



Fonte: Adaptado de Balamurugan *et al.* (2022).

Tabela 4 – Dados da fonte harmônica

Ordem Harmônica	Magnitude (%)	Ângulo (°)
1 (60Hz)	100	0
3 (180Hz)	5	0
5 (300Hz)	3	0
7 (420Hz)	1	0

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 5 – Solução do sistema de 5 barras base

Barra	1	2	3	4	5
Tensão (p.u.)	1,06	1,0	1,0	0,9944	0,9752
THD (%)	1,7657	1,3501	1,2614	1,2475	1,1903

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Para encontrar o THD de cada barra após a contingência, deve-se encontrar o módulo de tensão em cada barra e em cada componente harmônica. Logo, é necessário aplicar a Equação (4.35) para a frequência fundamental e para as componentes harmônicas 3, 5 e 7, a fim de encontrar a variação de tensão em cada frequência. Para aplicar a equação, é preciso, também, ter conhecimento de Δy_{km}^h , $E_{km}^{0,h}$, $z_{km}^{eq,h}$ e \mathbf{w}_{km}^h , onde todas as variáveis já são conhecidas ou facilmente derivadas a partir da solução do sistema base.

Portanto, para $h = 1$ tem-se que $\Delta y_{2-4}^h = 1,6667 - j5$, $E_{2-4}^{0,1} = 0,008917 + j0,052691$, $z_{2-4}^{eq,1} = 0,0218 + j0,0653$, enquanto \mathbf{w}_{2-4}^1 é definido, conforme a Equação a seguir (4.63):

$$\mathbf{w}_{2-4}^h = \begin{bmatrix} 0,0056 + j0,0168 \\ 0,0091 + j0,0271 \\ -0,0082 - j0,0245 \\ -0,0128 - j0,0382 \\ 0,0018 + j0,0054 \end{bmatrix} \quad (4.63)$$

Aplicando na Equação (4.35), encontra-se (4.64):

$$\Delta \mathbf{E}^1 = \frac{(-1,6667 + j5)(0,008917 + j0,052691)}{1 - (-1,6667 + j5)(0,0218 + j0,0653)} \cdot \begin{bmatrix} 0,0056 + j0,0168 \\ 0,0091 + j0,0271 \\ -0,0082 - j0,0245 \\ -0,0128 - j0,0382 \\ 0,0018 + j0,0054 \end{bmatrix} \quad (4.64)$$

$$\Delta \mathbf{E}^1 = \begin{bmatrix} 0,0013 + j0,0077 \\ 0,0021 + j0,0125 \\ -0,0019 - j0,0112 \\ -0,0030 - j0,0176 \\ 0,0004 + j0,0025 \end{bmatrix} \quad (4.65)$$

Retornando à Equação (4.7) e aplicando $\Delta \mathbf{E}^1$ nela, é achado o novo vetor do módulo de tensão como em (4.65).

$$|\mathbf{E}^1| = |\mathbf{E}^{0,1}| + |\Delta \mathbf{E}^1| = \begin{bmatrix} 1,0614 \\ 1,0018 \\ 0,9991 \\ 0,9931 \\ 0,9754 \end{bmatrix} \quad (4.66)$$

Prosseguindo para a próxima ordem harmônica $h = 3$, sabe-se que $\Delta y_{2-4}^3 = 0,2032 - j1,8293$, $E_{2-4}^{0,3} = 0,002854 - j0,001007$, $z_{2-4}^{eq,3} = 0,0341 + 0,1884$ e \mathbf{w}_{2-4}^3 é definido, como mostrado a seguir em (4.67):

$$\mathbf{w}_{2-4}^3 = \begin{bmatrix} 0,0027 + j0,0445 \\ 0,0009 + j0,0770 \\ -0,0277 - j0,0707 \\ -0,0332 - j0,1114 \\ -0,0079 + j0,0151 \end{bmatrix} \quad (4.67)$$

O vetor $\Delta \mathbf{E}^3$, que tem a informação da mudança da tensão harmônica é então identificado conforme (4.68) e (4.69).

$$\Delta \mathbf{E}^3 = \frac{(0,2032 - j1,8293)(0,002854 - j0,001007)}{1 - (0,2032 - j1,8293)(0,0341 + 0,1884)} \cdot \begin{bmatrix} 0,0027 + j0,0445 \\ 0,0009 + j0,0770 \\ -0,0277 - j0,0707 \\ -0,0332 - j0,1114 \\ -0,0079 + j0,0151 \end{bmatrix} \quad (4.68)$$

$$\Delta \mathbf{E}^3 = \begin{bmatrix} 3,6286 \cdot 10^{-4} - j1,2249 \cdot 10^{-4} \\ 6,3601 \cdot 10^{-4} - j1,8085 \cdot 10^{-4} \\ -5,2288 \cdot 10^{-4} + j3,8841 \cdot 10^{-4} \\ -8,4783 \cdot 10^{-4} + j5,2608 \cdot 10^{-4} \\ 1,4263 \cdot 10^{-4} + j3,1142 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (4.69)$$

Consequentemente, o novo estado dessa componente harmônica pode ser calculado com (4.69) e (4.70).

$$|\mathbf{E}^3| = |\mathbf{E}^{0,3}| + |\Delta\mathbf{E}^3| = \begin{bmatrix} 1,5174 \cdot 10^{-2} \\ 1,1553 \cdot 10^{-2} \\ 1,0517 \cdot 10^{-2} \\ 1,0351 \cdot 10^{-2} \\ 9,9647 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix} \quad (4.70)$$

Seguindo para $h = 5$, tendo as variáveis com seus respectivos valores $\Delta y_{2-4}^5 = 0,0737 - j1,1062$, $E_{2-4}^{0,5} = -4,1459 \cdot 10^{-4} - j2,8515 \cdot 10^{-3}$, $z_{2-4}^{eq,5} = 0,0560 + j0,3101$, além do vetor \mathbf{w}_{2-4}^5 determinado como está abaixo mostrado pela equação (4.71):

$$\mathbf{w}_{2-4}^5 = \begin{bmatrix} 0,0150 + j0,0720 \\ 0,0046 + j0,1289 \\ -0,0442 - j0,1135 \\ -0,0514 - j0,1812 \\ -0,0067 + j0,0266 \end{bmatrix} \quad (4.71)$$

Aplicando novamente as variáveis na Equação (4.35), tem-se (4.72) e (4.73):

$$\Delta\mathbf{E}^5 = \frac{(0,0737 - j1,1062)(-4,1459 \cdot 10^{-4} - j2,8515 \cdot 10^{-3})}{1 - (0,0737 - j1,1062)(0,0560 + j0,3101)} \cdot \begin{bmatrix} 0,0150 + j0,0720 \\ 0,0046 + j0,1289 \\ -0,0442 - j0,1135 \\ -0,0514 - j0,1812 \\ -0,0067 + j0,0266 \end{bmatrix} \quad (4.72)$$

$$\Delta\mathbf{E}^5 = \begin{bmatrix} -1,2067 \cdot 10^{-4} - j3,3839 \cdot 10^{-4} \\ -1,0878 \cdot 10^{-4} - j6,2044 \cdot 10^{-4} \\ 2,8984 \cdot 10^{-4} + j5,1965 \cdot 10^{-4} \\ 3,7023 \cdot 10^{-4} + j8,4232 \cdot 10^{-4} \\ 1,4802 \cdot 10^{-5} - j1,3331 \cdot 10^{-4} \end{bmatrix} \quad (4.73)$$

Com os módulos de tensão de cada barra sendo calculados a seguir em (4.74):

$$|\mathbf{E}^5| = |\mathbf{E}^{0,5}| + |\Delta\mathbf{E}^5| = \begin{bmatrix} 1,0867 \cdot 10^{-2} \\ 7,2881 \cdot 10^{-3} \\ 5,9825 \cdot 10^{-3} \\ 5,8755 \cdot 10^{-3} \\ 5,5370 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix} \quad (4.74)$$

Por fim, há a última componente harmônica $h = 7$, com suas variáveis iguais à $\Delta y_{2-4}^7 = 0.0377 - j0.7918$, $E_{2-4}^{0,7} = -1,2455 \cdot 10^{-3} - j1,1959 \cdot 10^{-4}$, $z_{2-4}^{eq,7} = 0,0872 + j0,4264$ e \mathbf{w}_{2-4}^7 encontrado a seguir em (4.75):

$$\mathbf{w}_{2-4}^7 = \begin{bmatrix} 0,0319 + j0,0953 \\ 0,0102 + j0,1801 \\ -0,0673 - j0,1520 \\ -0,0770 - j0,2464 \\ -0,0043 + j0,0385 \end{bmatrix} \quad (4.75)$$

Aplicando a Equação (4.35) pela última vez, acha-se (4.76):

$$\Delta \mathbf{E}^7 = \frac{(0.0377 - j0.7918)(-1,2455 \cdot 10^{-3} - j1,1959 \cdot 10^{-4})}{1 - (0.0377 - j0.7918)(0,0872 + j0,4264)} \cdot \begin{bmatrix} 0,0319 + j0,0953 \\ 0,0102 + j0,1801 \\ -0,0673 - j0,1520 \\ -0,0770 - j0,2464 \\ -0,0043 + j0,0385 \end{bmatrix} \quad (4.76)$$

$$\Delta \mathbf{E}^7 = \begin{bmatrix} -1,4570 \cdot 10^{-4} + 3,8726 \cdot 10^{-5} \\ -2,7058 \cdot 10^{-4} - 1,7089 \cdot 10^{-6} \\ 2,3390 \cdot 10^{-4} - 8,6384 \cdot 10^{-5} \\ 3,7615 \cdot 10^{-4} - 9,1926 \cdot 10^{-5} \\ -5,7260 \cdot 10^{-5} - 1,0029 \cdot 10^{-5} \end{bmatrix} \quad (4.77)$$

E o seu vetor de tensões é igual a (4.78):

$$|\mathbf{E}^7| = |\mathbf{E}^{0,7}| + |\Delta \mathbf{E}^7| = \begin{bmatrix} 4,1473 \cdot 10^{-3} \\ 2,5318 \cdot 10^{-3} \\ 1,8334 \cdot 10^{-3} \\ 1,7968 \cdot 10^{-3} \\ 1,6542 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix} \quad (4.78)$$

Com a tensão de cada barra encontrada, agora é possível calcular o THD do sistema em seu novo estado ao utilizar a Equação (2.4). Logo, o THD das barras 1, 2, 3, 4 e 5 é calculado de acordo com as Equações (4.79), (4.80), (4.81), (4.82) e (4.83), respectivamente.

$$THD_1 = \frac{\sqrt{(1,5174 \cdot 10^{-2})^2 + (1,0867 \cdot 10^{-2})^2 + (4,1473 \cdot 10^{-3})^2}}{1,0614} \cdot 100\% = 1,8014\% \quad (4.79)$$

$$THD_2 = \frac{\sqrt{(1,1553 \cdot 10^{-2})^2 + (7,2881 \cdot 10^{-3})^2 + (2,5318 \cdot 10^{-3})^2}}{1,0018} \cdot 100\% = 1,3868\% \quad (4.80)$$

$$THD_3 = \frac{\sqrt{(1,0517 \cdot 10^{-2})^2 + (5,9825 \cdot 10^{-3})^2 + (1,8334 \cdot 10^{-3})^2}}{0,9991} \cdot 100\% = 1,2249\% \quad (4.81)$$

$$THD_4 = \frac{\sqrt{(1,0351 \cdot 10^{-2})^2 + (5,8755 \cdot 10^{-3})^2 + (1,7968 \cdot 10^{-3})^2}}{0,9931} \cdot 100\% = 1,2120\% \quad (4.82)$$

$$THD_5 = \frac{\sqrt{(9,9647 \cdot 10^{-3})^2 + (5,5370 \cdot 10^{-3})^2 + (1,6542 \cdot 10^{-3})^2}}{0,9754} \cdot 100\% = 1,1810\% \quad (4.83)$$

Finalmente, o novo estado da rede é encontrado após a contingência na linha 2-4, o novo estado pode ser visto na Tabela 6.

Tabela 6 – Novo estado do sistema de 5 barras comparado ao original

Barra	1	2	3	4	5
Tensão Original (p.u.)	1,06	1,0	1,0	0,9944	0,9752
THD Original (%)	1,7657	1,3501	1,2614	1,2475	1,1903
Novo Estado de Tensão (p.u.) (Método Iterativo)	1,06	1,0	1,0	0,9931	0,9743
Novo Estado de THD (%) (Método Iterativo)	1,8191	1,4073	1,2241	1,2097	1,2003
Novo Estado de Tensão (p.u.) (Método Proposto)	1,0614	1,0018	0,9991	0,9931	0,9754
Novo Estado de THD (%) (Método Proposto)	1,8014	1,3868	1,2249	1,2120	1,1810

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Note ainda que, mesmo que as barras 1, 2 e 3 sejam geradoras e deveriam ter seu nível de tensão mantido o mesmo, isso não acontece. Esse efeito é devido como o método ser direto e uma aproximação da realidade, não recalculando o fluxo de potência de forma iterativa. Logo, é normal haver uma variação mínima em números que deveriam ser fixos, porém isso não prejudica a análise de forma alguma, visto que a variação é baixa e desprezível.

Com o estado do sistema pós contingência encontrado, é possível dar prosseguimento ao método proposto e calcular o seu índice de severidade com os dados da Tabela 6. Neste exemplo, é apenas calculado o índice f_1 , visto que o mesmo tem duas versões apresentadas

e é de interesse verificar as diferenças entre si. O primeiro índice de severidade proposto pela equação (4.50) pode ser calculado, como demonstrado pelas Equações (4.84), (4.85), (4.86), (4.87) e (4.88) a seguir:

$$\Delta THD_k = [1,8014 - 1,7657 \quad 1,3868 - 1,3501 \quad 1,2249 - 1,2614 \\ 1,2120 - 1,2475 \quad 1,1810 - 1,1903] \quad (4.84)$$

$$\Delta THD_k = [0,0357 \quad 0,0367 \quad -0,0365 \quad -0,0355 \quad -0,0093] \quad (4.85)$$

$$f_1 = \max \left(\left| \begin{bmatrix} 0,0357 & 0,0367 & -0,0365 & -0,0355 & -0,0093 \\ 1,7657 & 1,3501 & 1,2614 & 1,2475 & 1,1903 \end{bmatrix} \right| \right) \quad (4.86)$$

$$f_1 = \max \left([0,0202 \quad 0,0272 \quad 0,0289 \quad 0,0285 \quad 0,0078] \right) \quad (4.87)$$

$$f_1 = 0,0289 \quad (4.88)$$

Já o segundo índice, com abordagem diferente, descrito segundo a Equação (4.55), é calculado conforme as Equações (4.89), (4.90), (4.91) e (4.92). Para esse índice, foi definido o valor de $n = 1$, apenas a fins de exemplo para o fator de penalidade. Um valor de $\alpha = 1$, pois o peso não é relevante ao exemplo. Além de um valor limite de THD de 3,0%, um limite comum em sistemas de transmissão.

$$f_1 = \sum_{i=1}^5 \frac{1}{2 \cdot 1} \cdot \left(\frac{THD_i}{THD^{Lim}} \right)^{2 \cdot 1} \quad (4.89)$$

$$f_1 = \frac{1}{2} \cdot \left(\left(\frac{1,8014}{3,0} \right)^2 + \left(\frac{1,3868}{3,0} \right)^2 + \left(\frac{1,2249}{3,0} \right)^2 + \left(\frac{1,2120}{3,0} \right)^2 + \left(\frac{1,1810}{3,0} \right)^2 \right) \quad (4.90)$$

$$f_1 = \frac{1}{2} \cdot (0,3606 + 0,2137 + 0,1667 + 0,1632 + 0,1550) \quad (4.91)$$

$$f_1 = 1,0591 \quad (4.92)$$

Com as duas possibilidades de índices, cabe ao indivíduo que conduz o estudo a escolha do índice que melhor sintetiza seus interesses e que tipo de análise pretende fazer. É importante ressaltar, ainda, que os índices não estão em escala entre si e, mesmo que os índices deem um valor muito discrepante entre si, devem ser apenas comparados

ao próprio índice aplicado a outras contingências. O valor de 1,0591 não significa que o segundo índice necessariamente ranqueia essa contingência como muito mais severa que o primeiro índice, que tem valor de 0,0289. Isso mostra uma importância na normalização dos valores caso se queira usá-los em conjunto.

4.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

Neste capítulo, uma ferramenta para analisar o estado de um sistema após uma contingência sobre a perspectiva harmônica e de esforço computacional pequeno foi sugerida, assim como foram propostos índices para ranquear automaticamente a severidade de cada contingência sobre esse ponto de vista.

A união dos dois pontos formam a metodologia proposta, que possibilita analisar centenas ou milhares de contingências e ranqueá-las de mais até menos crítica de acordo com seu grau de distorção harmônica, em uma análise que demanda pouquíssimo tempo, tornando viável estudos de grande porte e complexos, assim como também a análise em tempo real.

Mostra-se, também, como os erros atrelados ao método, que proporciona uma estimativa, podem ser interpretados; além de aplicar o método a um exemplo prático de pequeno porte para que seja possível ver em detalhes o seu funcionamento. No caso, o sistema teste escolhido foi IEEE 5 barras.

Já o próximo capítulo foca em simulações e resultados. Três sistemas teste foram escolhidos para verificar a performance da metodologia proposta. Exatidão dos resultados, tempo de execução e comportamento dos índices foram avaliados para fornecer um panorama sobre os seus principais pontos.

5 TESTES COMPUTACIONAIS E RESULTADOS

Este capítulo destina-se às análises e simulações realizadas para testar a validade e acurácia do método proposto. Sistemas teste de 30, 39 e 57 barras são escolhidos com o propósito de avaliar diferentes situações, características e portes de sistemas, além da comparação dos resultados com sua solução por meio iterativo (utilizando métodos tradicionais iterativos, como fluxo de potência e fluxo de potência harmônico).

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As simulações computacionais tem como objetivo executar tanto o Método Proposto (MP) por este trabalho, quanto a abordagem clássica do Método Iterativo (MI) tradicional, que consiste na execução do fluxo de potência e fluxo de potência harmônico clássicos e iterativos. Após efetuar as simulações das duas abordagens, é realizada uma comparação dos resultados para mensurar a exatidão da metodologia proposta e a diferença de esforço computacional entre os métodos.

São avaliados três sistemas: o IEEE 30 barras, *New England* e IEEE 57 barras. São analisadas algumas contingências individuais em detalhe resolvidas por meio da análise de sensibilidade proposta pela Equação (4.35). Esses casos individuais são escolhidos por serem uns dos mais críticos na perspectiva harmônica. Posteriormente, é performado o ranqueamento proposto pelos índices apresentados, que inclui a análise e resolução de todas as contingências simples da rede e ranqueamento delas por meio de índices propostos pelo trabalho apresentado.

Embora aplique-se diretamente a análise de sensibilidade para ranquear as contingências, é importante ressaltar que, neste trabalho, as duas etapas não são necessariamente dependentes entre si. A aplicação da análise de sensibilidade possibilita encontrar o novo estado harmônico da rede. Outras análises podem ser feitas a partir disso que não seja obrigatoriamente o ranqueamento por índices, assim como os índices podem ser utilizados independentemente, também, como são aplicados diretamente ao MI neste capítulo para a comparação de resultados.

O índice usado para ranquear a severidade das contingências é o A_k , apresentado pela Subseção 4.3. Esse índice é lembrado abaixo na Equação (5.1) e é composto por três parcelas relativas a três focos de uma análise de contingência. Essas parcelas dividem-se na tradicional estabilidade de tensão, nos limites de fluxos de linhas pelos índice f_2 e f_3 , respectivamente, além do novo foco proposto de avaliação dos níveis de distorção harmônica representado pelo índice f_1 .

$$A_k = \alpha f_1 + \beta f_2 + \gamma f_3 \quad (5.1)$$

Contudo, foram propostos dois índices f_1 na Subseção 4.3. Esses índices são relembrados abaixo pela Equação (5.2), que pode ser nomeada como Índice Proposto 1 (IP1) e pela Equação (5.3), que, do mesmo modo, pode ser nomeada como Índice Proposto 2 (IP2). Os resultados buscam, também, fazer uma comparação do uso dos dois índices e trazer entendimento sobre em quais situações e objetivos cada um se encaixa melhor.

$$f_1 = \max \left(\frac{|\Delta \text{THD}_k|}{\text{THD}_0} \right) \quad (5.2)$$

$$f_1 = \sum_{i=1}^{nb} \frac{\alpha}{2n} \cdot \left(\frac{\text{THD}_i}{\text{THD}^{\text{Lim}}} \right)^{2n} \quad (5.3)$$

Em complemento a isso, o Submódulo dos Procedimentos de Rede do ONS (Ons, 2022) sugere um nível total de distorção harmônica de 3%, enquanto outras normas como a IEEE Std 519-2014 (IEEE. . . , 2014), recomendam 1,5% no cenário de tensão mais elevado. Neste trabalho foi escolhido um limite de THD de 3% para o IP2 apenas por fins de análise, outros limites de acordo com outras normas ou objetivo de estudo, podem e poderiam ser utilizados. Além de, no caso do IP2, ser utilizado um fator de penalidade n igual a 1 também, salvo nos casos que é explicitamente dito que foi utilizado outro valor em seu lugar.

Para medir a exatidão do método proposto, é calculado o erro absoluto e percentual, assim como explicado e discutido na Seção 4.5. Já o esforço computacional pode ser avaliado ao medir o tempo de processamento necessário para cada abordagem, sendo calculado o tempo necessário para o MP e o MI chegarem ao novo estado harmônico do sistema (calcular o THD de cada barra). Isso inclui a análise de sensibilidade (para o caso do MP) e o FP e FPH (para o caso do MI) para encontrar os novos vetores de tensão para cada ordem harmônica e contingência, além do cálculo do THD a partir dessas informações. O cálculo dos índices não entra no tempo de execução computacional, uma vez que não há diferença significativa em relação ao tempo de processamento entre a execução por um método ou outro de cálculo de índices. O fluxo de potência inicial (sistema base sem contingências), necessário para a aplicação do método, também não é considerado no cálculo do tempo, uma vez que ambas as abordagens partem da pressuposição de que ele já foi calculado.

Outro detalhe importante sobre as simulações é a escolha de algumas linhas não serem consideradas na análise de contingência, pelo fato de isolar alguma ou algumas barras do sistema ou apresentar algum problema de convergência relativo à execução do fluxo de potência. O método proposto consegue ser executado mesmo diante dessas situações, porém foi decidido não considerá-las por não haver comparação de resultados com o MI. Não havia solução do MI para o caso de problemas de convergências e, nos

casos de isolamento completo de parte do sistema, não havia uma mesma rede com as mesmas características, como o número de barras.

A análise harmônica foi realizada pelo fluxo de potência harmônico na formulação baseada no MCC, um método comum em análises harmônicas e que é melhor explicado na Subseção 2.3.4.2.2, com seu conceito geral e passo a passo para implementação.

As simulações foram implementadas no *software* MATLAB em um algoritmo desenvolvido para executar tanto o MP, quanto o MI. Essas simulações foram realizadas em um computador com as seguintes configurações: processador AMD Ryzen™ 7 2700X com velocidade de 3.7 GHz, memória RAM de 32 GB 3200 MHz e Windows 11, como sistema operacional.

5.2 IEEE 30 BARRAS

Representando o sistema elétrico do Centro-Oeste estado-unidense no período de dezembro de 1961, o sistema teste IEEE 30 barras possui um total de 30 barras, 41 linhas de transmissão e 6 geradores em sua estrutura, com seus dados disponíveis em Christie (1993).

Ainda foram dispostas pelo sistema, três fontes harmônicas com um espectro harmônico escolhido nas barras 6, 10 e 30, de acordo com o que foi apresentado primeiramente em Altgott e Melo (2024). Esse espectro harmônico está presente na Tabela 7 e não pretende replicar o espectro de algum elemento real. Foram arbitrados valores apenas para fins de análise deste primeiro sistema estudado (nas Seções 5.3 e 5.4, é trazido um exemplo mais próximo da realidade para as fontes harmônicas).

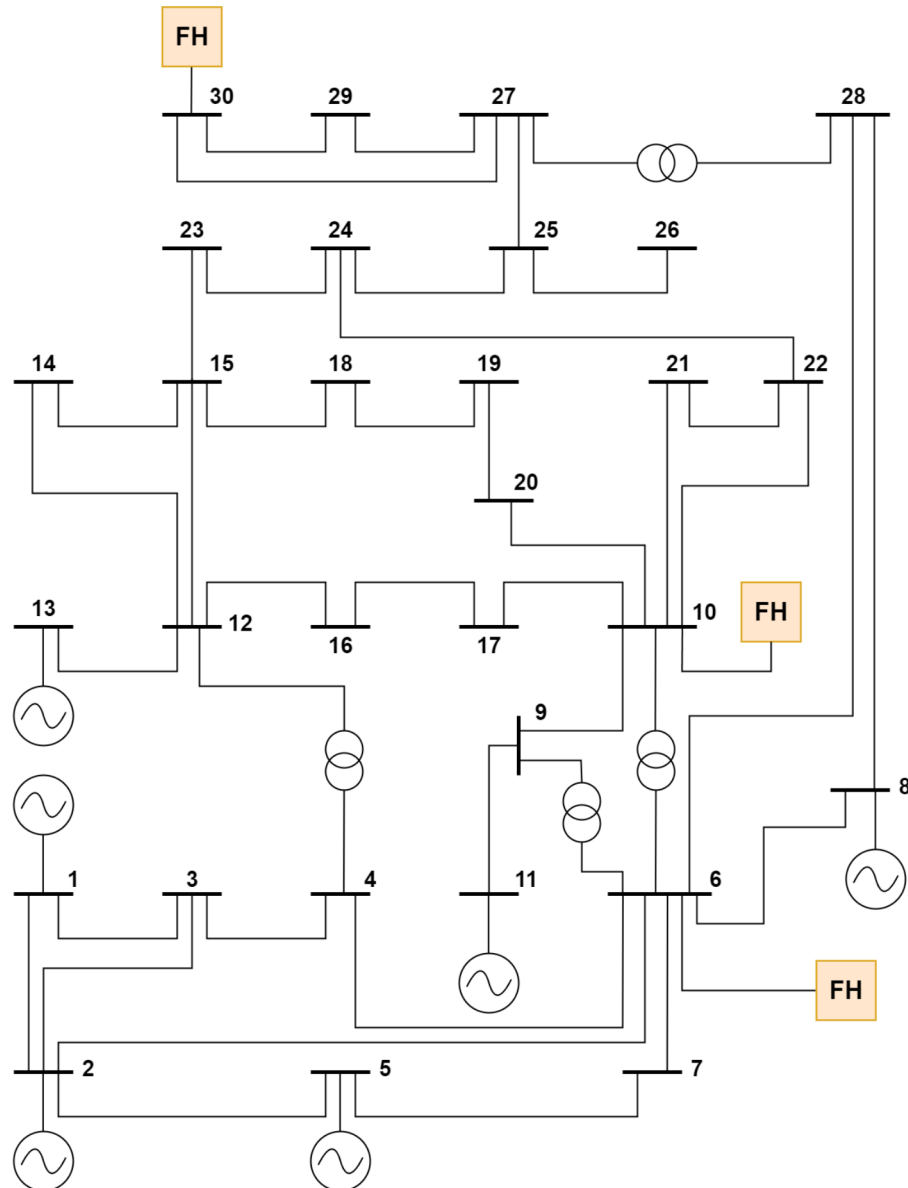
Tabela 7 – Espectro harmônico para o sistema IEEE 30 barras

Ordem Harmônica	Corrente (%)
1	100
3	25
5	10
7	5
9	2
11	1
13	0,5
15	0,25

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

O diagrama unifilar desse sistema pode ser observado na Figura 15, já com a disposição das fontes harmônicas inseridas nele.

Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 30 barras.



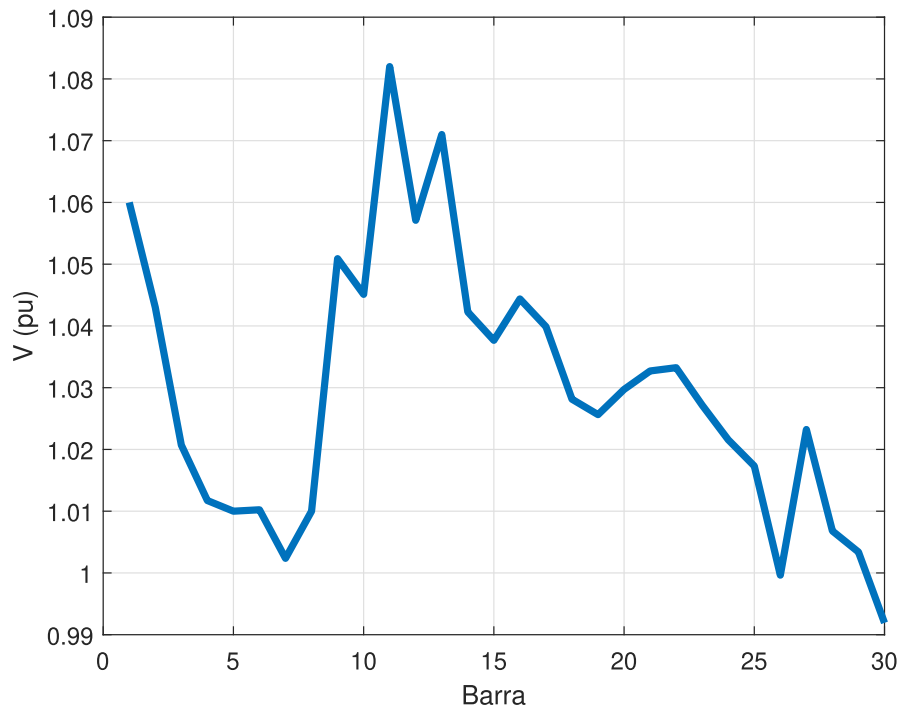
Fonte: Adaptado de Christie (1993).

Esse sistema base, nas devidas condições mencionadas, apresenta como solução um estado de tensão e distorção harmônica em suas barras, tais quais as Figuras 16 e 17, respectivamente, mostram.

O método apresentado pelo trabalho parte do princípio do estado inicial do sistema conhecido, como foi exposto acima. A partir desse estado, é possível calcular a variação nos níveis de tensão, tanto da fundamental quanto das componentes harmônicas, e, assim, encontrar o novo estado após a ocorrência da contingência. É primeiramente explorado na Subseção 5.2.1, um caso individual em que é retirada a linha 3-4, onde é estudado em maior detalhe o impacto de uma contingência na propagação harmônica.

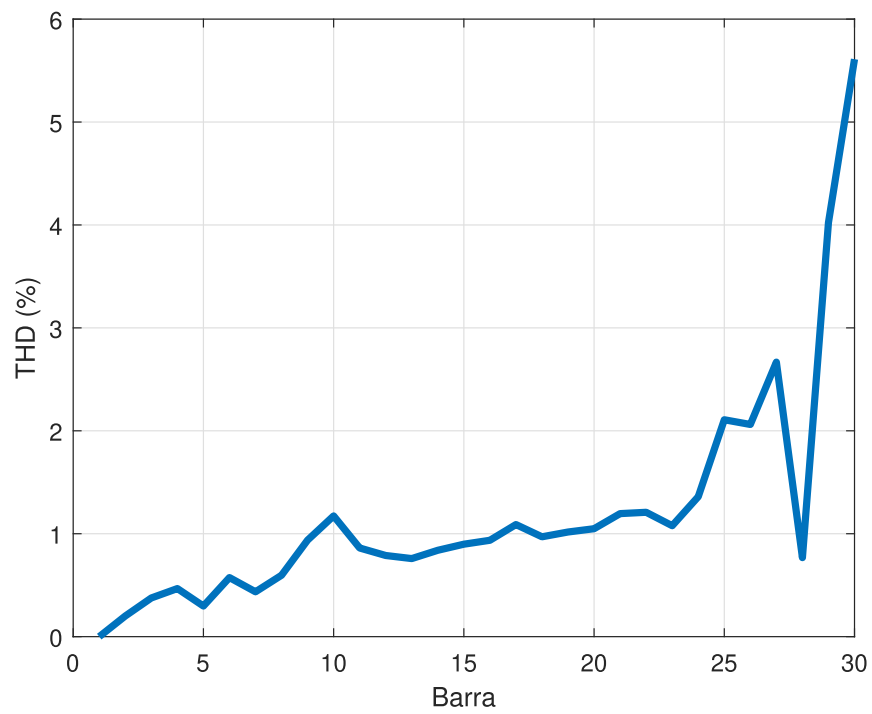
Após essa análise, é aplicado o índice A_k proposto pela dissertação para ranquear a severidade das contingências avaliadas sobre diferentes pesos para cada parcela do índice na

Figura 16 – Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 30 barras.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 17 – Perfil de THD das barras do sistema IEEE 30 barras.



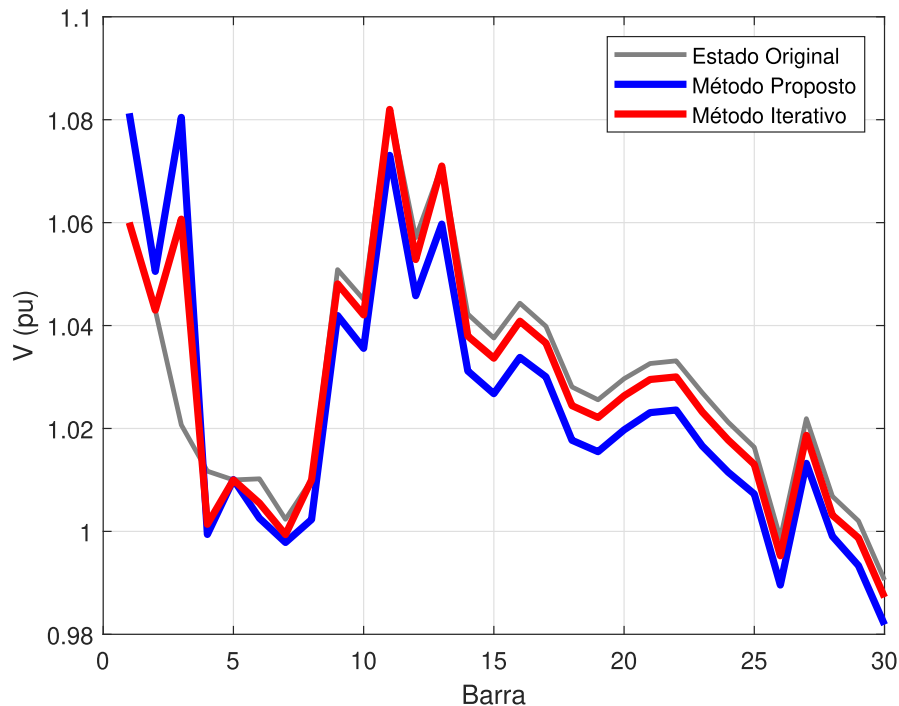
Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Subseção 5.2.2. Por fim, finalizando a avaliação do sistema, na Subseção 5.2.3, é discutido sobre o tempo de processamento computacional necessário e o quanto mais rápido o método é em relação ao recálculo de vários fluxos de potência.

5.2.1 Contingência da linha 3-4

Neste caso, é avaliada a saída da linha 3-4 da rede, aplicando o teorema da compensação. Como o método prega, é possível obter a aproximação do novo estado do sistema elétrico estudado. As Figuras 18 e 19 representam, respectivamente, o novo estado de tensão e de distorção harmônica da rede, calculado pelo método proposto e pelo método tradicional iterativo.

Figura 18 – Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 30 barras após contingência na linha 3-4 via MP e MI.

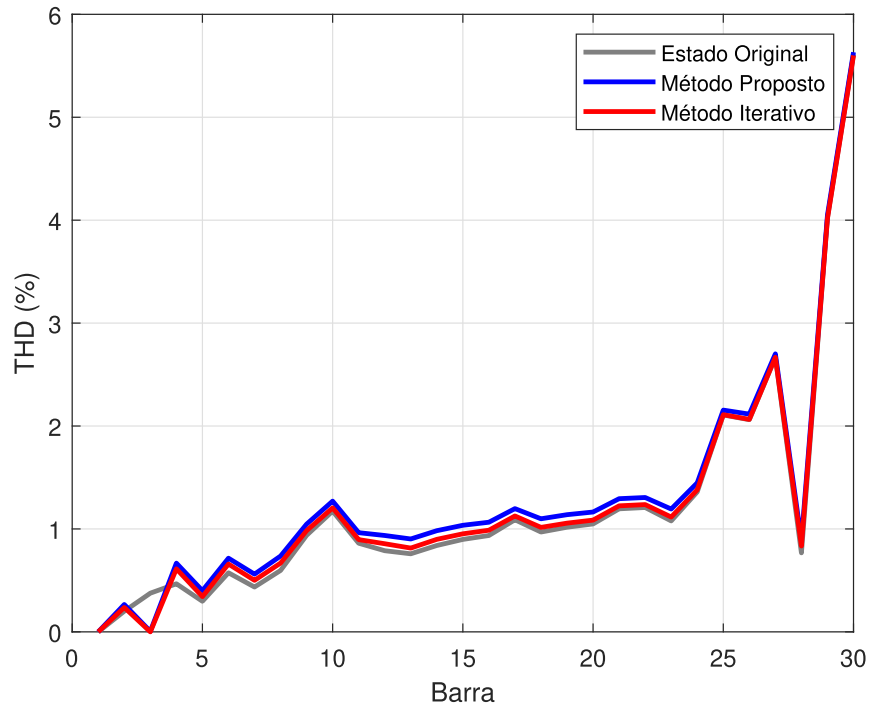


Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Analisando as Figuras 19 e 20 com mais atenção, é possível observar que esse caso causa uma elevação geral nos níveis de THD em todo o sistema. Havendo apenas uma exceção, a barra 3 passa a ter um valor de distorção harmônica virtualmente igual a 0. A magnitude das componentes harmônicas aumentou consideravelmente em uma escala bem maior que a diminuição na barra 3, mostrando como a saída da linha 3-4 afeta de forma severa o sistema nesse quesito.

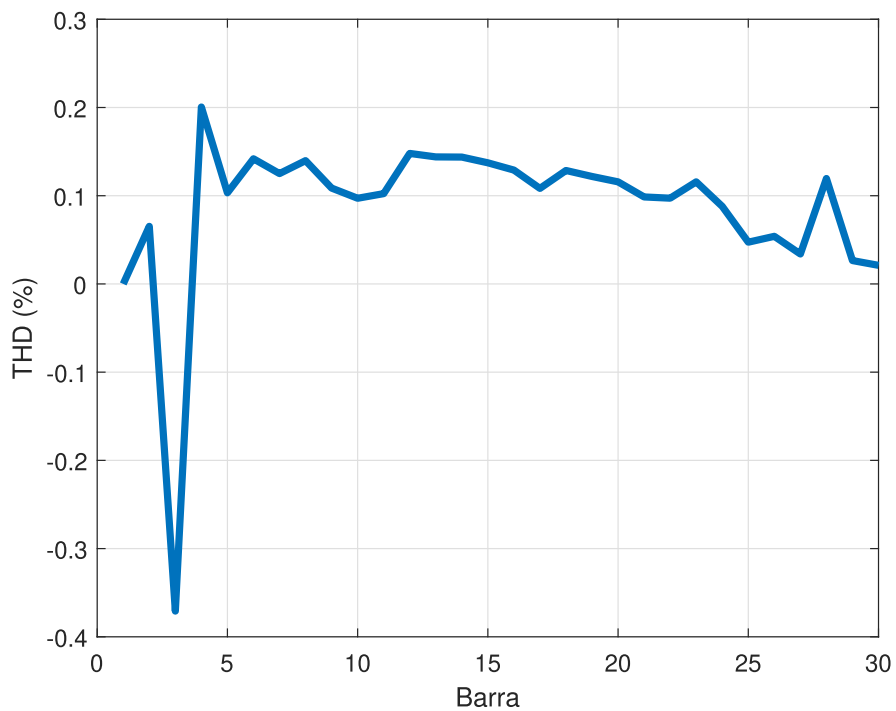
Além disso, a exatidão do método é notável nesse caso, já na própria Figura 19 e, é ainda corroborado pela Figura 21, que mostra os erros absoluto e percentual encontrados.

Figura 19 – Perfil de THD das barras do sistema IEEE 30 barras após contingência na linha 3-4 via MP e MI.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 20 – Variação do THD do sistema IEEE 30 barras após contingência na linha 3-4 via MP.

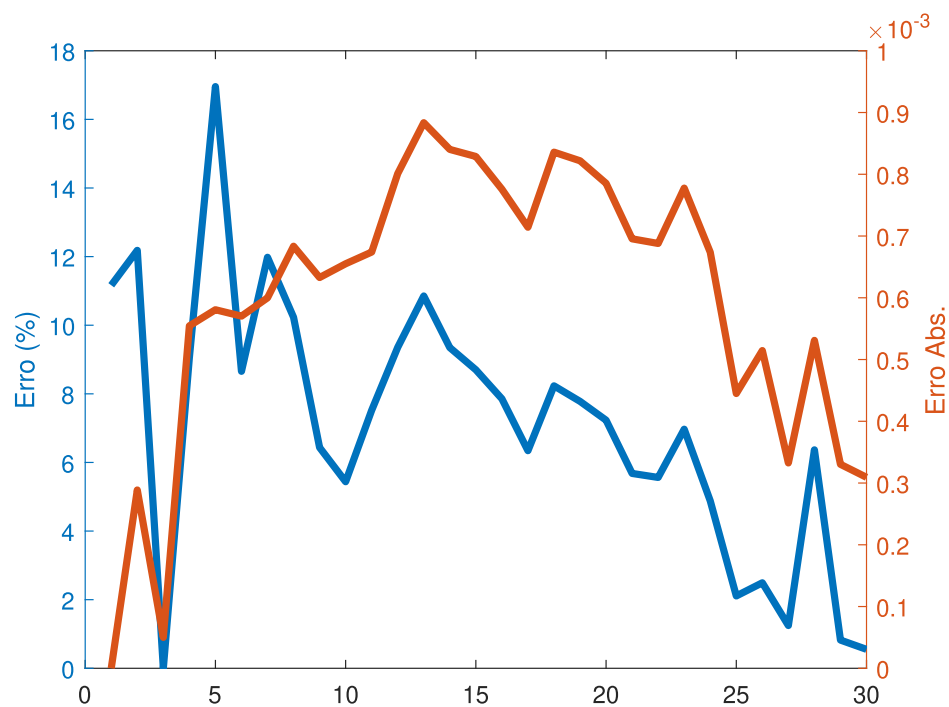


Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

O erro absoluto encontra-se satisfatoriamente baixo com nenhum erro acima da margem de 10^{-3} , valor que mantém boa exatidão para a resposta.

Mesmo não sendo o mais apropriado para mensurar a acurácia do método ao estar lidando com números bem próximos a zero, o erro percentual também se mantém baixo. É ainda importante ressaltar que, na barra 3, o erro percentual foi representado como zero. Isso se deve a possuir seu valor virtual igual a zero e o método apenas se aproximar desse valor. Nessa situação, o erro percentual ainda assim seria infinito.

Figura 21 – Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 3-4 do sistema IEEE 30 barras.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.2.2 Ranqueamento

Como explicado anteriormente, o ranqueamento das contingências pode ser realizado de forma independente da primeira parte da metodologia proposta para encontrar o novo estado do sistema. Contudo, será mostrado que o método consegue prover resultados bem semelhantes e certos em relação àqueles fornecidos pela abordagem iterativa.

São considerados um total de quatro cenários diferentes de peso para as parcelas do índice A_k , assim como a utilização do IP1 e IP2 e como a parcela f_1 , como já dito. O primeiro cenário considera uma distribuição de pesos iguais a $\alpha = 20\%$, $\beta = 40\%$ e $\gamma = 40\%$. Já o segundo utiliza valores iguais à $\alpha = 33,33\%$, $\beta = 33,33\%$ e $\gamma = 33,33\%$; enquanto o cenário três toma como base $\alpha = 20\%$, $\beta = 60\%$ e $\gamma = 20\%$. Por fim, o quarto

e último tem como ponto de partida $\alpha = 0\%$, $\beta = 100\%$ e $\gamma = 0\%$, avaliando apenas a estabilidade de tensão do sistema.

5.2.2.1 *Cenário 1*

O primeiro cenário leva em consideração $\alpha = 20\%$, $\beta = 40\%$ e $\gamma = 40\%$, que dá mais valor para as áreas mais tradicionais de estabilidade de tensão e fluxo passante entre linhas.

A Tabela 8 apresenta os resultados entrados ao incluir o IP1 como a parcela f_1 do índice A_k , tanto pelo MP quanto pelo MI. É notável que, para esse caso, o método consegue estimar as linhas mais severas de forma semelhante, acertando as três contingências mais críticas do sistema corretamente.

Tabela 8 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 1 e IP1).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,1014	3-4	0,0938	3-4
0,0797	1-3	0,0763	1-3
0,0716	2-5	0,0536	2-5
0,0540	6-7	0,0522	27-29

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A Tabela 9 apresenta os resultados ao usar o IP2 no índice A_k . Mesmo utilizando outro índice esse caso apresenta solução bem semelhante ao anterior, com a principal discrepância, sendo a quarta linha mais severa.

Tabela 9 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 1 e IP2).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,0867	3-4	0,0821	3-4
0,0736	2-5	0,0713	1-3
0,0701	1-3	0,0584	2-5
0,0490	2-6	0,0499	4-6

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.2.2.2 *Cenário 2*

Em seguida, o cenário 2 traz como ponto de vista a igualdade dos pesos com cada parcela tendo igual importância. Logo, $\alpha = 33,33\%$, $\beta = 33,33\%$ e $\gamma = 33,33\%$. Os resultados obtidos pela consideração dos índices IP1 e IP2 podem ser vistos nas Tabelas 10 e 11, respectivamente.

Em geral, a resposta encontrada é bem semelhante ao cenário 1, porém é possível perceber um aumento da severidade das linhas 27-29 e 6-7 pelo IP1. Como a importância da distorção harmônica foi aumentada no índice, sendo um índice, cujas linhas causam maior impacto ao estado harmônico do sistema.

Tabela 10 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 2 e IP1).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,1008	3-4	0,0918	3-4
0,0787	1-3	0,0717	1-3
0,0621	27-29	0,0527	27-29
0,0545	6-7	0,0484	6-7

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 11 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 2 e IP2).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,0766	3-4	0,0725	3-4
0,0654	2-5	0,0636	1-3
0,0629	1-3	0,0529	2-5
0,0455	2-6	0,0471	27-30

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.2.2.3 Cenário 3

O terceiro cenário considera $\alpha = 20\%$, $\beta = 60\%$ e $\gamma = 20\%$, dando mais foco à estabilidade de tensão do sistema, como é mais tradicional a esse tipo de análise. A solução encontrada via MP e MI pode ser vista pelas Tabelas 12 e 13 para o IP1 e IP2, respectivamente.

Assim como os cenários anteriores, esse possui resposta bem semelhante, havendo pouca variação na ordem das linhas mais severas. Ainda é possível afirmar que a exatidão do método, neste caso, é levemente inferior. Três das quatro linhas são identificadas corretamente, porém não em ordem certa. Uma variação de acurácia pequena é comum, já que o método é uma aproximação da realidade e é esperado.

Tabela 12 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 3 e IP1).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,0971	3-4	0,0810	3-4
0,0622	1-3	0,0688	27-29
0,0590	2-5	0,0651	27-30
0,0573	27-29	0,0564	1-3

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 13 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 3 e IP2).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,0824	3-4	0,0693	3-4
0,0610	2-5	0,0654	27-29
0,0545	27-29	0,0646	27-30
0,0526	1-3	0,0515	1-3

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.2.2.4 Cenário 4

O último cenário leva o anterior mais ao extremo ao apenas dar peso a parcela f_2 , desconsiderando os índices f_1 e f_2 , levando a $\alpha = 0\%$, $\beta = 100\%$ e $\gamma = 0\%$. A Tabela 14 apresenta o resultado por meio do método proposto em comparação com a abordagem determinística tradicional iterativa.

Para este cenário, é possível observar que todas as quatro linhas mais críticas foram devidamente detectadas, havendo apenas a ordenação errônea da linha 3-4. Esse resultado mostra que o método não precisa ser somente necessariamente utilizado para ranquear a severidade pela ótica da distorção harmônica em conjunto com a da estabilidade de tensão. Esses dois aspectos podem ser aplicadas separadamente, caso seja desejável.

Tabela 14 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 30 barras pelo índice A_k (Cenário 4).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,0900	3-4	0,0922	27-29
0,0775	27-29	0,0901	27-30
0,0700	27-30	0,0704	10-20
0,0638	10-20	0,0634	3-4

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.2.3 Tempo de processamento computacional

Ao calcular-se o tempo de execução dos algoritmos foram encontrados os valores presentes na Tabela 15 para a abordagem baseada na metodologia apresentada pelo trabalho e pelo caminho do FP e FPH. É imediatamente perceptível que o MP produz resultados mais rápidos e a diferença condiz a uma relação de 43 vezes menor daquele preciso pelo MI.

Apenas uma fração de décimo de segundo é necessária para calcular todas as contingências simples do sistema. Esse fato apresenta a maior vantagem do método para o estudo das componentes harmônicas sobre ocorrência de contingências. A característica do método de utilizar o mínimo de operações matemáticas fornece esse grande diferencial em relação ao método iterativo.

Tabela 15 – Tempo de processamento computacional para o sistema IEEE 30 barras.

Método	Tempo de processamento (s)
MP	0,0329
MI	1,4360

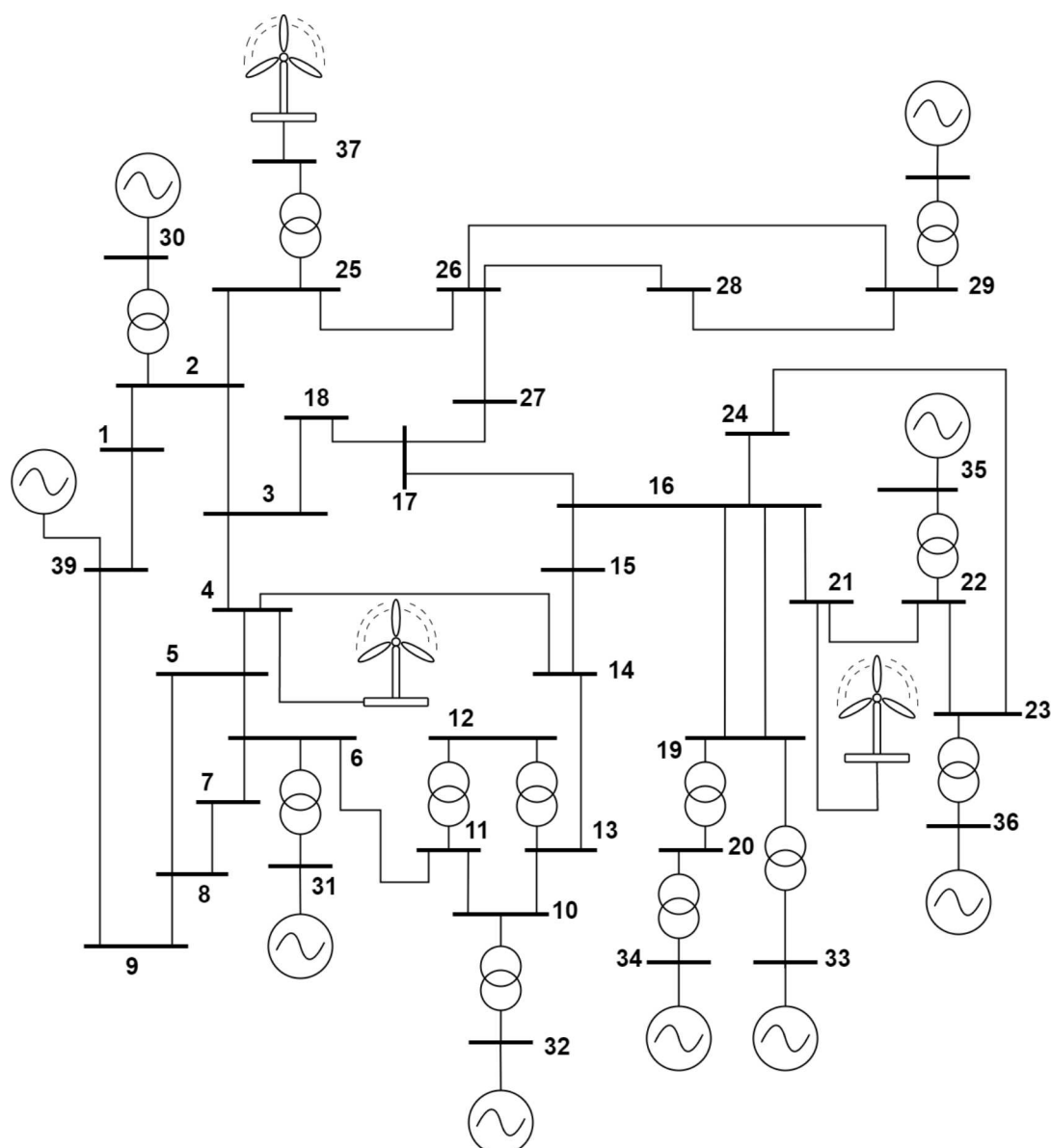
Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3 NEW ENGLAND

O sistema *New England*, também conhecido como IEEE 39 barras, é um sistema teste inspirado no sistema da região de *New England* nos Estados Unidos. Este é, primeiramente, visto em Athay, Podmore e Virmani (1979) e conta com um total de 39 barras, 10 geradores e 46 linhas. Para os fins de testar a metodologia proposta, as fontes harmônicas foram inseridas em diferentes barras como geradores eólicos, sendo inseridas nas barras 4, 21 e 37 e, para isso, essas barras foram modeladas como PQ. Nas barras 4 e 21, é considerado que há uma geração eólica igual a 50 MW em cada uma, valor abatido diretamente da carga original. Enquanto a barra 37, que é originalmente uma barra PV, passa a ser PQ (devido às características das eólicas, que não são usadas para o controle de tensão) e gera a mesma quantia de potência ativa que o original.

O diagrama unifilar do sistema junto com a localização dos geradores eólicos está presente na Figura 22.

Ainda foi considerado um espectro harmônico, igual ao apresenta na Tabela 16, para todas fontes harmônicas e cenários diferentes simulados. Esse espectro condiz com o de um parque eólico e foi retirado de Machado (2017), feito para acrescentar mais realismo à simulação realizada. Porém, o método proposto pode ser aplicado com outros espectros e em situações diferentes, como visto anteriormente, sendo a escolha feita apenas para fins de análise.

Figura 22 – Diagrama unifilar do sistema teste *New England*.

Fonte: Adaptado de Athay, Podmore e Virmani (1979).

Para esse sistema e de acordo com as condições mencionadas, é encontrada uma solução para os níveis de tensão e THD em suas barras igual ao visto nas Figuras 23 e 24, respectivamente.

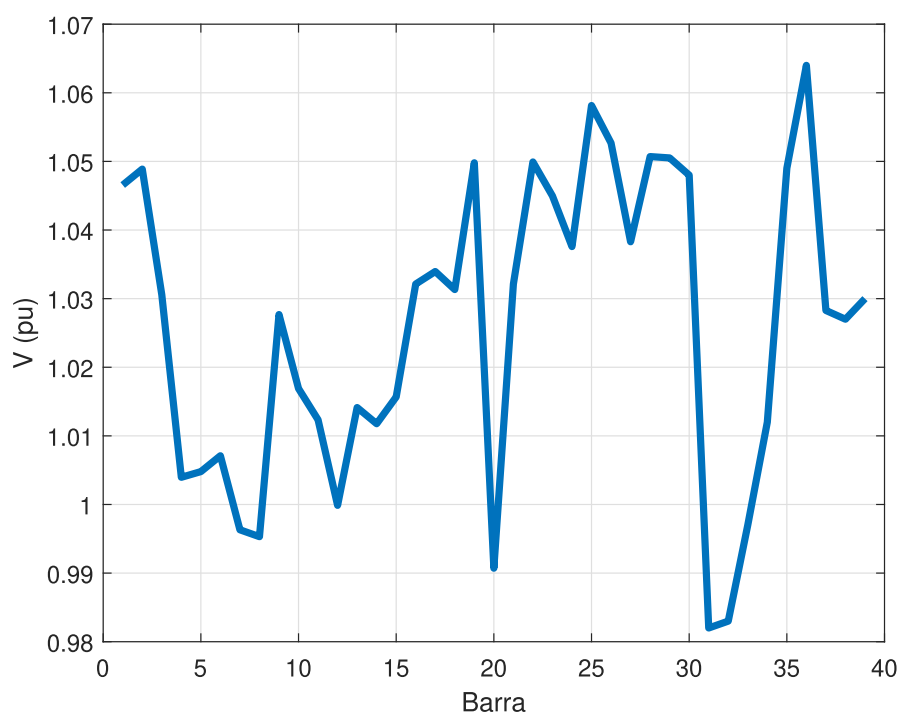
Com a solução do sistema base, é possível aplicar o método proposto para calcular e avaliar cada contingência. Nas Subseções 5.3.1 e 5.3.2, são mostrados exemplos específicos e em detalhes da aplicação da análise de sensibilidade para a sua resolução. As linhas 3-4 e 4-5 são escolhidas para esse exemplo por representarem umas das mais críticas de acordos com os índices propostos, como será visto na Seção 5.3.3.

Em sequência, a própria Subseção 5.3.3 expõe o método implementado em sua totalidade ao ranquear a severidade das contingências de acordo com a deterioração da qualidade de energia e com o sistema com diferentes cargas. Contudo, nesse sistema teste

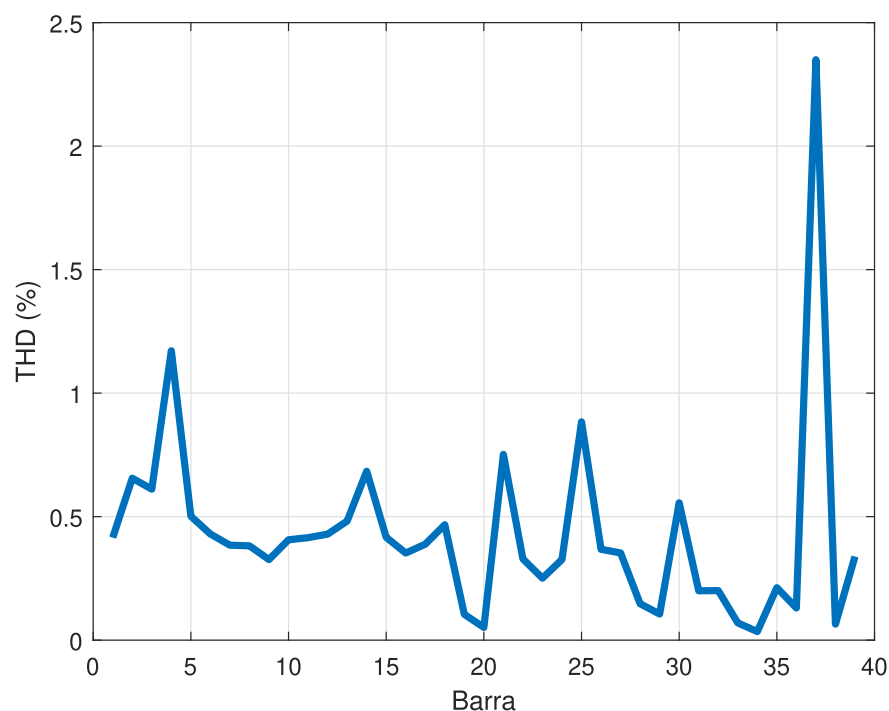
Tabela 16 – Espectro harmônico utilizado.

Ordem Harmônica	Corrente (%)	Ordem Harmônica	Corrente (%)
1	98,008	26	0,057
2	0,183	28	0,04
4	0,137	29	0,104
5	1,085	31	0,043
7	1,255	32	0,025
8	0,105	34	0,017
10	0,07	35	0,036
11	0,377	37	0,025
13	0,332	38	0,018
14	0,077	40	0,018
16	0,04	41	0,066
17	0,122	43	0,023
19	0,155	44	0,008
20	0,107	46	0,005
22	0,117	47	0,008
23	0,273	49	0,005
25	0,095	50	0,003

Fonte: Machado (2017).

Figura 23 – Perfil de tensão das barras do sistema *New England*.

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 24 – Perfil de THD das barras do sistema *New England*.

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

foi dado um foco maior ao índice f_1 para mostrar melhor e em mais detalhes todos as suas características, assim como dar maior foco à mudança do estado harmônico da rede.

Por fim, a Subseção 5.3.4 destina-se a avaliar o tempo necessário para executar o método proposto e o determinístico tradicional iterativo. É discutido o quão vantajoso é realizar o MP em comparação à abordagem por conceitos mais tradicionais.

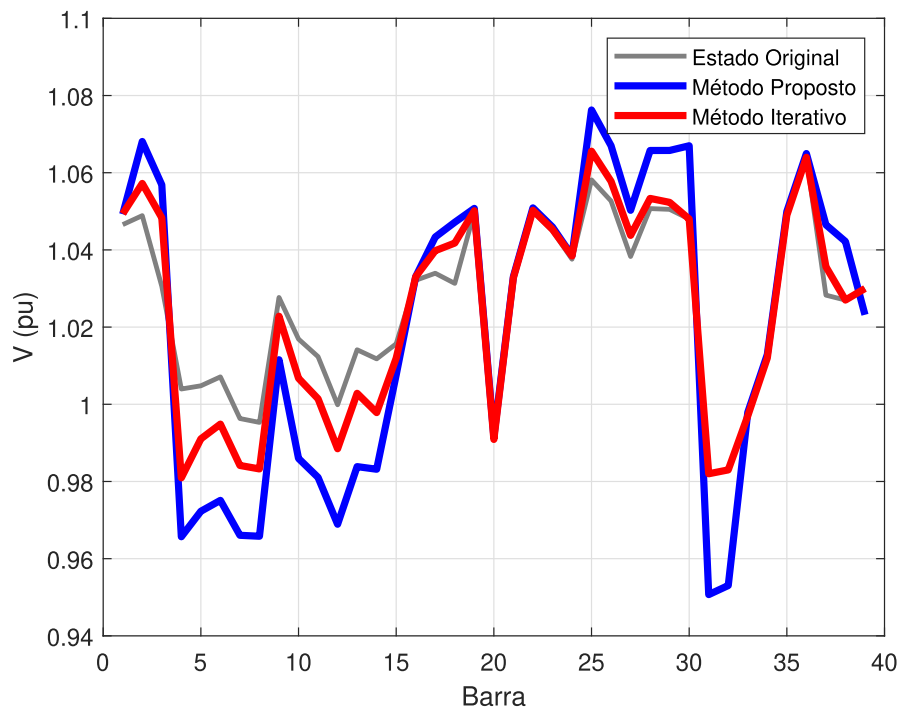
5.3.1 Contingência da linha 3-4

O primeiro caso analisado é a contingência da linha 3-4, que está conectada a uma barra com uma fonte harmônica. Logo, é de se imaginar que este caso possa ser crítico e modificar bastante o estado harmônico do sistema, embora seja necessária a análise completa para definir seu nível exato de severidade.

Para este cenário, a análise de sensibilidade fornece um resultado para os perfis de tensão e THD iguais às Figuras 25 e 26, respectivamente. Estas figuras apresentam os resultados, tanto via o MP quanto pela via determinística tradicional, que utiliza FP e FPH, podendo, assim, estabelecer uma comparação entre os métodos, para que seja possível validar a acurácia da metodologia proposta.

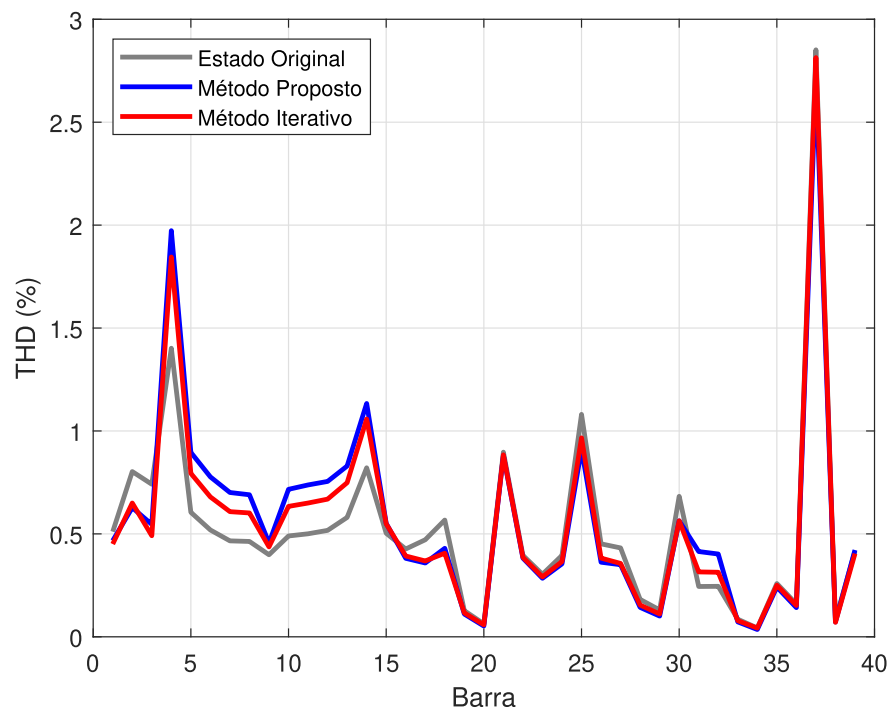
Nota-se que, neste caso, principalmente para os níveis de THD, a metodologia consegue estimar com grande exatidão a mudança do estado do sistema. É ainda possível verificar a severidade da queda desta linha, sendo notável o aumento geral nos níveis de

Figura 25 – Perfil de tensão das barras do sistema *New England* após contingência na linha 3-4 via MP e MI.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 26 – Perfil de THD das barras do sistema *New England* após contingência na linha 3-4 via MP e MI.

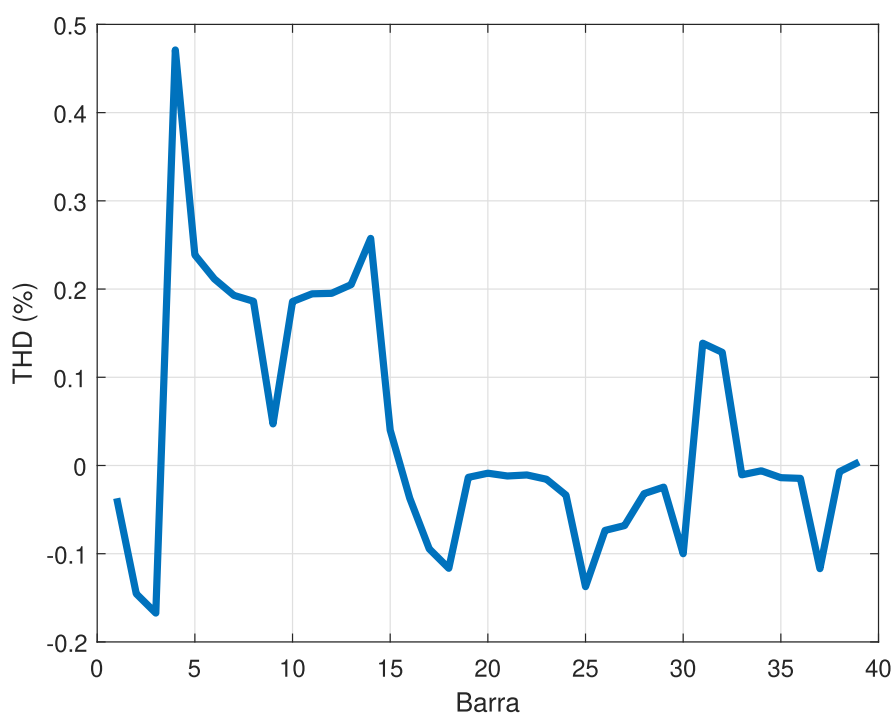


Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

distorção harmônica em um grande número das barras, principalmente na barra 4, que passa a ultrapassar o patamar de 1,5%. Além da barra 14, que, neste caso, também quase excede o nível de 1% de distorção harmônica total, podendo chegar perto de também ferir o limite a depender da norma utilizada.

Essa narrativa é reforçada pela Figura 27, que demonstra a variação de THD no sistema, no qual é visto que há grandes variações de até quase 0,5%, além do aumento menor, porém impactante, de outras demais barras. Com uma variação tão grande do estado harmônico da rede, é natural que este seja um dos casos mais críticos. E o método prova ser capaz de identificá-lo corretamente.

Figura 27 – Variação do THD do sistema *New England* após contingência na linha 3-4 via MP.

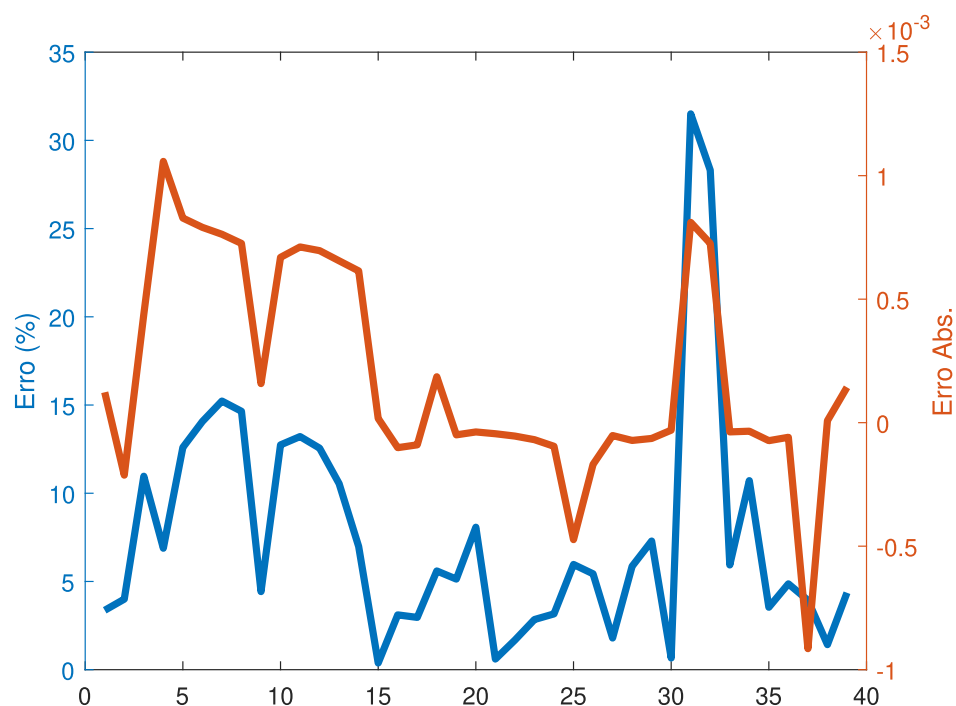


Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Já a Figura 28 representa o erro, tanto absoluto quanto percentual. Como mencionado anteriormente na Seção 4.5, é possível identificar que o erro percentual não é muito adequado para a análise devido à pequena dimensão dos números (próximos a zero) dos resultados. Isso pode ser verificado tanto visualmente pela Figura 26, quanto pelo erro absoluto que se mantém baixo.

Ainda verifica-se que, em geral, para esses patamares, uma dimensão de erro absoluto na casa de menos de $1 \cdot 10^{-3}$ mostra-se aceitável no contexto geral.

Figura 28 – Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 3-4 do sistema *New England*.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.2 Contingência da linha 4-5

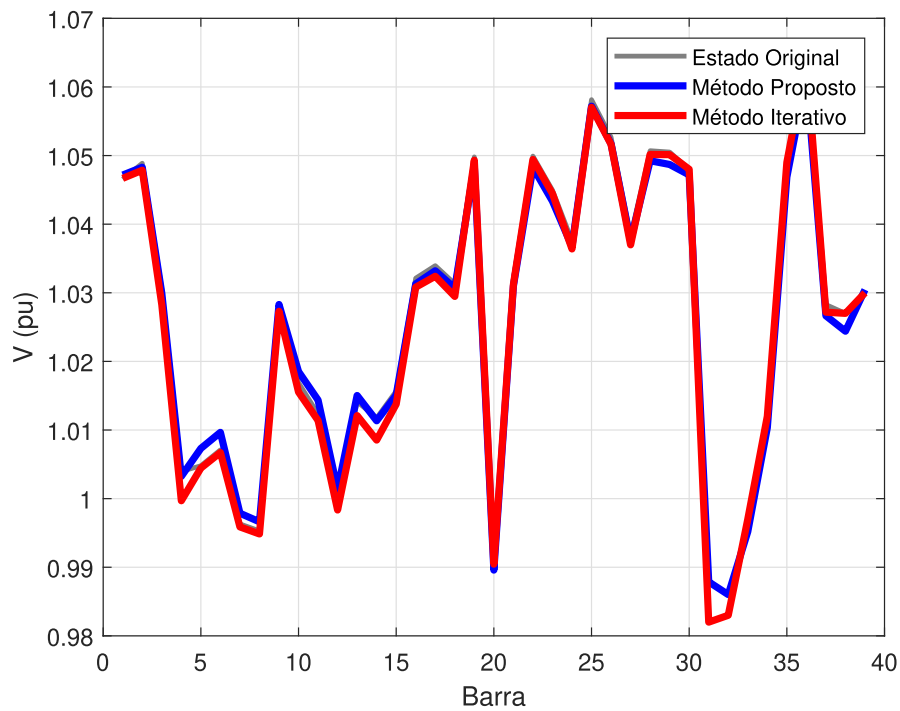
O segundo caso avalia a saída da linha 4-5, outra contingência severa para o sistema na perspectiva harmônica. O novo estado do sistema após a retirada da linha pode ser observado nas Figuras 29 e 30, com, respectivamente, os resultados de tensão e THD nas barras do sistemas.

Este caso possui boa acurácia, assim como o anterior, porém ainda maior no ponto de vista da tensão na frequência fundamental. Assim como o caso anterior, é ainda possível verificar que houve um aumento grande no THD da barra 4. Todavia, agora houve uma diminuição na distorção harmônica na barra 5 e aquelas conectadas a si, ao mesmo passo que houve aumento naquelas ligadas à barra 4.

Analisando a nova topologia do sistema, é possível averiguar que a saída da linha 4-5 isola a fonte harmônica da barra 4 da barra 5. Logo, é de se esperar que a distorção harmônica torne-se mais concentrada na barra 4 e naquelas perto de si, como as barras 3, 14 etc. Por outro lado, na barra 5 e demais próximas, como a 6 e 8, há uma diminuição do nível, uma vez que elas foram isoladas da fonte harmônica e agora estão mais distantes.

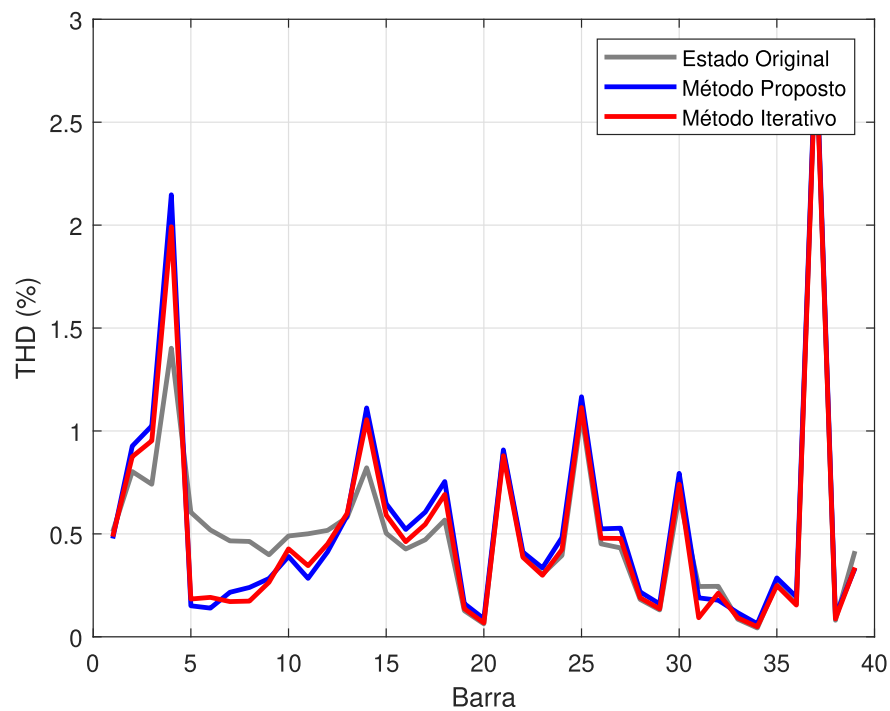
A Figura 31 confirma e complementa essa constatação ao expor a variação do THD nas barras. É possível observar a elevação de harmônicos na vizinhança das barras 2, 3 e 4 e a diminuição na vizinhança da barra 5.

Figura 29 – Perfil de tensão das barras do sistema *New England* após contingência na linha 4-5 via MP e MI.



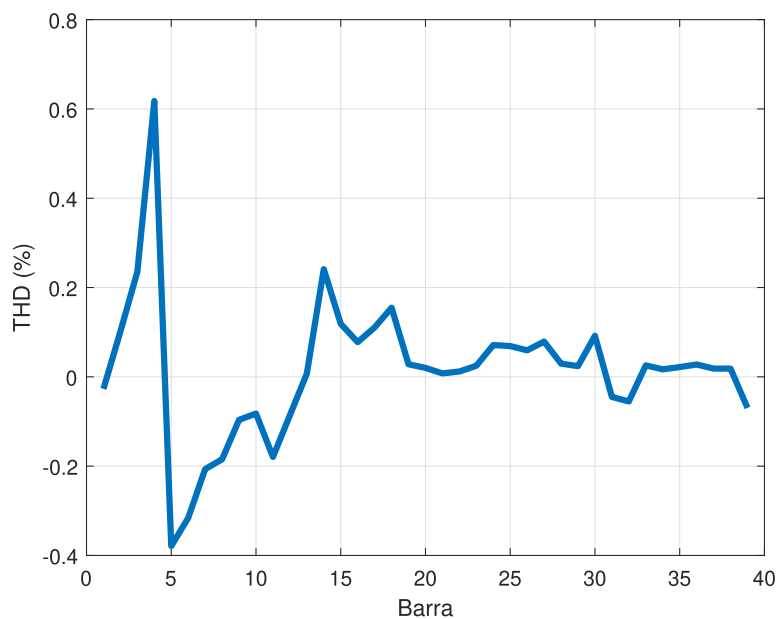
Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 30 – Perfil de THD das barras do sistema *New England* após contingência na linha 4-5 via MP e MI.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

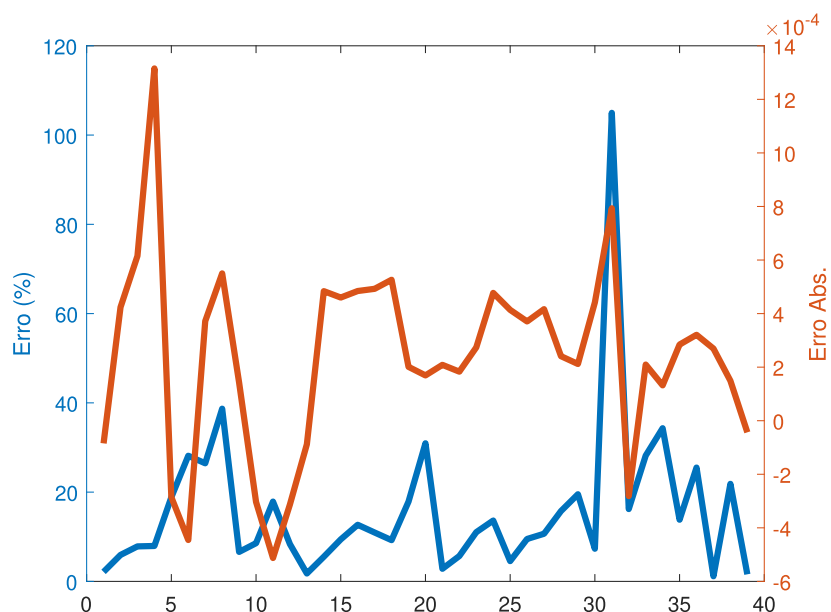
Figura 31 – Variação do THD do *New England* após contingência da linha 4-5 via MP.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Ainda, a partir da Figura 32, é possível examinar os erros encontrados. Eles novamente mostram que o erro absoluto é bastante pequeno, ainda mais que o primeiro caso, como visto ao manter-se abaixo do patamar de $14 \cdot 10^{-4}$, algo bastante satisfatório no contexto geral para um método direto não iterativo.

Figura 32 – Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 4-5 do sistema *New England*.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.3 Ranqueamento

Com a análise de sensibilidade feita para todas as contingências, é possível ranqueá-las. Como mencionado anteriormente, este caso busca dar uma ênfase maior aos índices f_1 propostos. Portanto, esse índice é apresentado em destaque e individualmente, sendo ainda fornecidos os resultados para o índice geral A_k . Entretanto, apenas será avaliado o cenário que cada índice possui o mesmo peso.

Além disso, para este sistema foram escolhidos três cenários de carga para avaliar a exatidão do método e como as contingências podem se tornar mais ou menos severas em diferentes patamares de carregamento.

Os três cenários são divididos em carga normal, carga leve e carga pesada. O primeiro nada muda em relação ao caso base dos exemplos anteriores, já o segundo considera uma carga de apenas 80% da original e, por fim, o terceiro supõe uma carga equivalente de 110% do sistema originário.

Esses diferentes cenários também podem ajudar a verificar a existência de alguma correlação com o nível de carregamento do sistema e a exatidão do método.

5.3.3.1 Carga normal

No primeiro cenário de carga normal, o sistema é simulado em condições normais de carregamento, tais como os dois casos específicos de contingência apresentados anteriormente. Os resultados do método proposto são comparados com os resultados obtidos pelo MI e as Tabelas 17 e 18 sintetizam a informação das seis linhas mais críticas.

Na Tabela 17, o estudo é realizado com o índice f_1 , sendo usado como o IP1, onde se mede a principal variação na distorção harmônica da rede. Este caso apresenta boa exatidão, identificando 4 (quatro) das seis (seis) linhas mais críticas e, embora algumas estejam em ordem diferente, ainda é um resultado satisfatório.

Tabela 17 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo IP1 (Carga normal).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
$1,700 \cdot 10^{-3}$	2-25	$4,044 \cdot 10^{-4}$	2-25
$1,170 \cdot 10^{-3}$	3-4	$2,995 \cdot 10^{-4}$	26-27
$6,107 \cdot 10^{-4}$	26-27	$2,547 \cdot 10^{-4}$	3-4
$2,309 \cdot 10^{-4}$	16-17	$1,140 \cdot 10^{-4}$	15-16
$2,270 \cdot 10^{-4}$	25-26	$8,387 \cdot 10^{-5}$	4-5
$1,855 \cdot 10^{-4}$	4-5	$8,205 \cdot 10^{-5}$	16-21

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Por outro lado, o IP2 é representado pela Tabela 18, que também apresenta resultados satisfatórios. Este caso mostra-se um pouco mais preciso que o anterior ao

acertar cinco das seis linhas mais críticas, desta vez em comparação às quatro que o IP1 apresenta.

É também ainda possível observar que os dois índices compartilham algumas linhas como resultados para aquelas mais críticas mesmo com abordagens diferentes. Esse fato possui certo sentido lógico, uma vez que o primeiro verifica a variação nos níveis de THD, enquanto o segundo, mesmo que desconsidere o estado inicial, baseia-se nos níveis gerais de THD. Portanto, caso a variação do estado harmônico seja crescente, os dois índices acusarão alta severidade no caso.

Tabela 18 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo IP2 (Carga normal).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,8776	4-5	0,8116	21-22
0,8441	21-22	0,8051	4-5
0,8433	3-4	0,8031	16-21
0,8146	16-21	0,8018	3-4
0,7924	14-15	0,7807	14-15
0,7890	2-25	0,7754	10-13

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Mesmo não sendo o foco dos testes do sistema *New England*, os resultados para o índice total A_k é exposto na Tabela 19, com o resultado, tanto usando o IP1 quanto o IP2. Como esse não é o ponto principal do cenário avaliado, foi utilizado um peso igual para as parcelas f_1 , f_2 e f_3 , ou seja, $\alpha = 33,33\%$, $\beta = 33,33\%$ e $\gamma = 33,33\%$.

Embora não estejam em ordem correta, o método ainda consegue prever quatro das seis linhas mais severas para o índice A_k ao utilizar o IP2, ao mesmo tempo que acerta cinco ao usar a abordagem pelo IP1, mostrando exatidão similar ao uso dos índices IP1 e IP2 individualmente. Vale também destacar que muitas linhas, já identificadas como críticas, reaparecem mesmo com a consideração de outras variáveis.

Tabela 19 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo índice A_k (Carga normal).

Via MP				Via MI			
A_k (IP1)	Linha	A_k (IP2)	Linha	A_k (IP1)	Linha	A_k (IP2)	Linha
0,1281	2-25	0,0746	21-22	0,1198	2-25	0,0734	15-16
0,1006	3-4	0,0610	26-27	0,0843	26-27	0,0684	21-22
0,0882	26-27	0,0528	15-16	0,0811	15-16	0,0636	2-25
0,0665	21-22	0,0483	16-24	0,0599	3-4	0,0482	6-7
0,0518	15-16	0,0432	28-29	0,0570	21-22	0,0456	26-27
0,0425	16-24	0,0413	16-21	0,0461	28-29	0,0441	28-29

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.3.2 Carga leve

Para o segundo cenário, é utilizada uma carga de 80% da original e os resultados para os índices IP1 e IP2 estão, respectivamente, nas Tabelas 20 e 21.

O primeiro detalhe a se notar é que ambos os índices ocasionaram em magnitudes menores, mostrando uma queda geral da severidade de todas as contingências, além de mudar a própria ordem das linhas mais críticas até certo ponto, havendo uma diferença na listagem das contingências mais severas.

Tabela 20 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo IP1 (Carga leve).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
$9,881 \cdot 10^{-4}$	2-25	$9,319 \cdot 10^{-4}$	2-25
$8,231 \cdot 10^{-4}$	3-4	$2,295 \cdot 10^{-4}$	25-26
$7,308 \cdot 10^{-4}$	25-26	$2,047 \cdot 10^{-4}$	26-27
$5,132 \cdot 10^{-4}$	26-27	$1,723 \cdot 10^{-4}$	3-4
$1,939 \cdot 10^{-4}$	16-17	$1,394 \cdot 10^{-4}$	16-17
$1,883 \cdot 10^{-4}$	15-16	$1,034 \cdot 10^{-4}$	4-5

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Outro ponto importante é a exatidão neste caso, em que, para ambos os índices, são obtidos novamente resultados satisfatórios no ponto de vista da acurácia. Em uma visão ampla, o método consegue identificar a maioria das linhas mais críticas em uma situação em que, de novo, o patamar de severidade está bem parelho entre as diferentes linhas analisadas aqui, principalmente para o IP2.

Tabela 21 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo IP2 (Carga leve).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,8474	4-5	0,8004	21-22
0,8123	21-22	0,7860	4-5
0,7991	3-4	0,7698	3-4
0,7775	16-21	0,7623	16-21
0,7671	25-26	0,7553	14-15
0,7627	10-13	0,7538	10-13

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Enquanto a Tabela 22 deixa à vista a solução para o índice A_k para esse cenário de carga leve.

Tabela 22 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo índice A_k (Carga leve).

Via MP				Via MI			
A_k (IP1)	Linha	A_k (IP2)	Linha	A_k (IP1)	Linha	A_k (IP2)	Linha
0,1046	2-25	0,0664	21-22	0,1689	2-25	0,0744	2-25
0,0834	3-4	0,0494	26-27	0,0604	15-16	0,0668	15-16
0,0758	26-27	0,0481	15-16	0,0507	21-22	0,0606	21-22
0,0694	25-26	0,0476	16-17	0,0482	26-27	0,0501	6-7
0,0597	21-22	0,0453	16-24	0,0470	6-7	0,0429	5-8
0,0505	15-16	0,0440	2-25	0,0422	16-17	0,0408	16-24

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.3.3 Carga pesada

Por fim, no último cenário de carga pesada, a solução obtida encontra-se presente nas Tabelas 23 e 24. Assim, como no anterior, nesse cenário há uma certa mudança das linhas mais críticas em relação ao cenário de carga normal, estando dentro da realidade esperada, uma vez que um sistema bastante carregado pode afetar bastante os níveis das componentes harmônicas, o que pode ser ainda mais agravado a partir da retirada de uma linha.

Assim, como no cenário de carga leve, há uma mudança também nos patamares de magnitude dos índices. Ao inverso do caso anterior, que apresentava uma diminuição em seus patamares de severidade, aqui há um aumento considerável de severidade geral das linhas para o panorama de carga pesada.

Tabela 23 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo IP1 (Carga pesada).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
$1,749 \cdot 10^{-3}$	2-25	$3,470 \cdot 10^{-4}$	26-27
$1,268 \cdot 10^{-3}$	3-4	$3,050 \cdot 10^{-4}$	3-4
$6,681 \cdot 10^{-4}$	26-27	$1,942 \cdot 10^{-4}$	25-26
$2,471 \cdot 10^{-4}$	4-5	$1,804 \cdot 10^{-4}$	2-25
$2,033 \cdot 10^{-4}$	16-17	$1,314 \cdot 10^{-4}$	4-5
$1,540 \cdot 10^{-4}$	15-16	$8,202 \cdot 10^{-5}$	15-16

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Analisando mais a fundo as Tabelas 23 e 24 referentes, respectivamente, aos índices IP1 e IP2, o resultado demonstra-se no mesmo nível de exatidão que os casos anteriores. Essa condição mostra que, para esse sistema e para as condições definidas, não há grande variação da acurácia do método para diferentes carregamentos.

Em adição aos resultados, a Tabela 25 expõe o índice inteiro A_k para o MP e MI.

Tabela 24 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo IP2 (Carga pesada).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,8937	4-5	0,8154	4-5
0,8676	3-4	0,8129	3-4
0,8549	21-22	0,8118	16-21
0,8361	16-21	0,8085	21-22
0,8056	14-15	0,7853	14-15
0,8047	2-25	0,7831	10-13

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Tabela 25 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema *New England* pelo índice A_k (Carga Pesada).

Via MP				Via MI			
A_k (IP1)	Linha	A_k (IP2)	Linha	A_k (IP1)	Linha	A_k (IP2)	Linha
0,1347	2-25	0,0738	21-22	0,1014	26-27	0,0740	15-16
0,1074	3-4	0,0625	25-26	0,0775	15-16	0,0709	21-22
0,0936	26-27	0,0559	15-16	0,0744	2-25	0,0529	2-25
0,0653	21-22	0,0484	16-24	0,0733	3-4	0,0491	26-27
0,0543	15-16	0,0435	28-29	0,0591	21-22	0,0482	28-29
0,0423	16-24	0,0404	3-4	0,0510	28-29	0,0466	6-7

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.3.4 Tempo de processamento computacional

Já em relação ao tempo de processamento necessário para aplicar ambos os métodos, tanto o proposto quanto o determinístico tradicional iterativo, é obtido um tempo de acordo com as informações da Tabela 26. Havendo uma diferença enorme entre as abordagens, o método proposto mostra-se cerca de 130 vezes mais rápido nesse sistema.

O MP prova-se capaz de encontrar o novo estado da rede para todas as contingências em menos de 0,05 segundo; enquanto a abordagem determinística tradicional iterativa demanda mais de 5 segundos.

Há uma clara discrepância, principalmente, devido à característica iterativa da resolução por meio determinístico tradicional, onde há muitos cálculos matriciais que devem ser repetidos inúmeras vezes, ao passo que o método proposto fornece uma solução via cálculo direto com um mínimo de operações matemáticas necessárias. Portanto, esse aspecto atesta a validade da metodologia desenvolvida para esse cenário, sendo um método rápido, que consegue trazer resultados condizentes com a solução determinística tradicional em menor tempo.

Tabela 26 – Tempo de processamento computacional para o sistema *New England*.

Método	Tempo de processamento (s)
MP	0,0446
MI	5,8762

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.4 IEEE 57 BARRAS

Sendo uma representação simplificada do sistema do Centro-Oeste dos Estados Unidos no começo da década de 1960, o sistema IEEE 57 barras conta com 57 barras, 7 geradores e 65 linhas. Os seus dados, que foram utilizados nesta simulação computacional, podem ser encontrados em Christie (1993).

Para a simulação no sistema IEEE 57 barras, foram distribuídas novamente três fontes harmônicas representando parques eólicos nas barras 3, 15 e 16, assim como o mesmo espectro harmônico referente à Tabela 16, do mesmo modo e com mesmo objetivo que a simulação do sistema anterior.

A barra 3, que originalmente já é uma barra com geração, passa a ser uma barra PQ para simular uma eólica e perde a geração de potência reativa.

As barras 15 e 16, que são barras de carga, passam a ter o valor da geração eólica abatido de sua carga, valor que, para esse sistema, foi definido como 20 MW para cada.

A topologia da rede e a localização das fontes harmônicas alocadas podem ser observadas pelo diagrama unifilar da Figura 33.

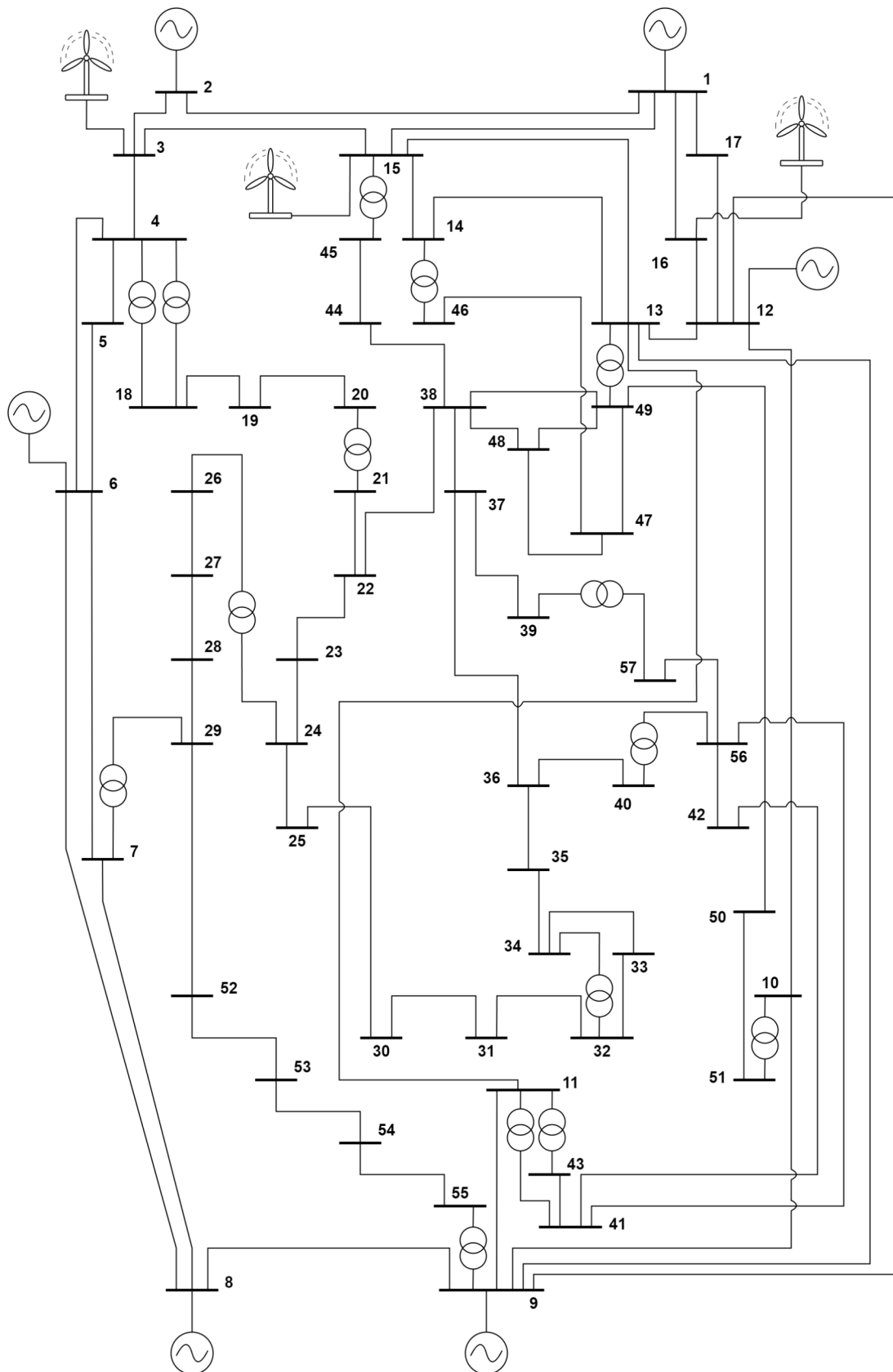
Realizando a simulação desse sistema com as fontes harmônicas posicionadas, é encontrado um perfil de tensão e distorção harmônica tal qual é mostrado, respectivamente, pelas Figuras 34 e 35.

As próximas subseções destinam-se a explorar casos específicos de linhas e, também, a aplicação dos índices e ranqueamento das linhas críticas, assim como comparar o tempo de processamento necessário para realizar a análise.

Para esse sistema, as linhas escolhidas para análise foram as 12-16 e 1-16, que são bastante críticas de acordo com os índices utilizados.

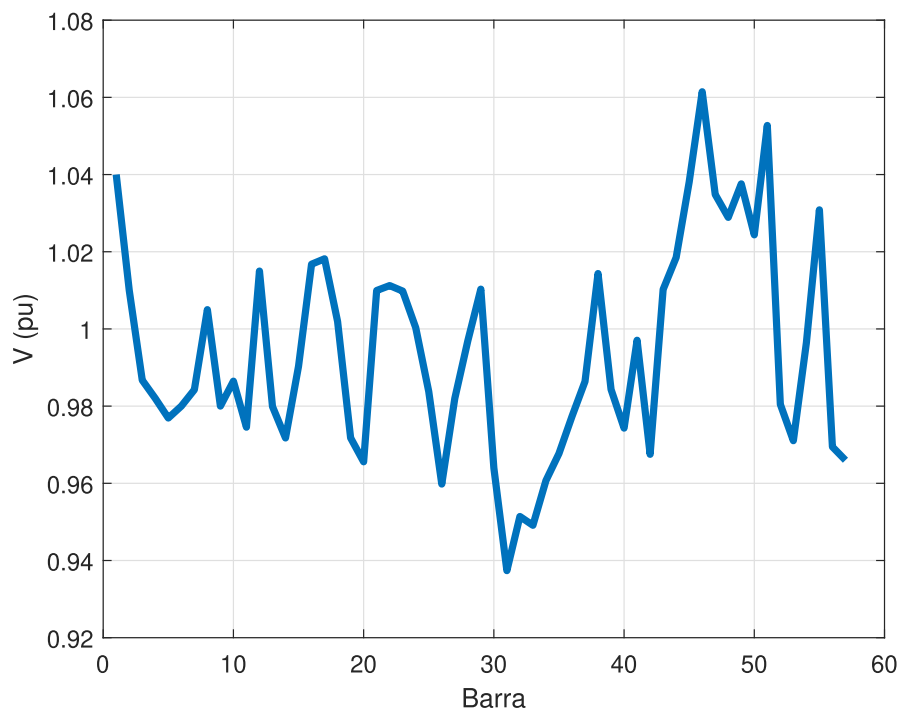
Ainda será abordado e discutido o tema de ranqueamento das contingências e como o fator de penalidade do IP2 afeta o resultado das linhas mais críticas na Seção 5.4.3.

Figura 33 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 57 barras.



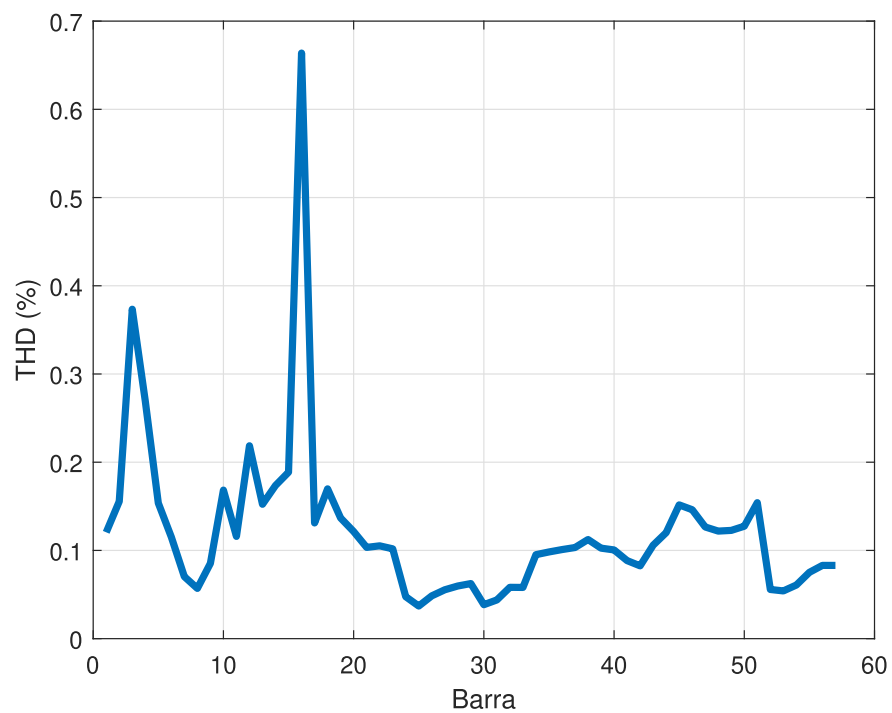
Fonte: Adaptado de Christie (1993).

Figura 34 – Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Figura 35 – Perfil de THD das barras do sistema IEEE 57 barras.

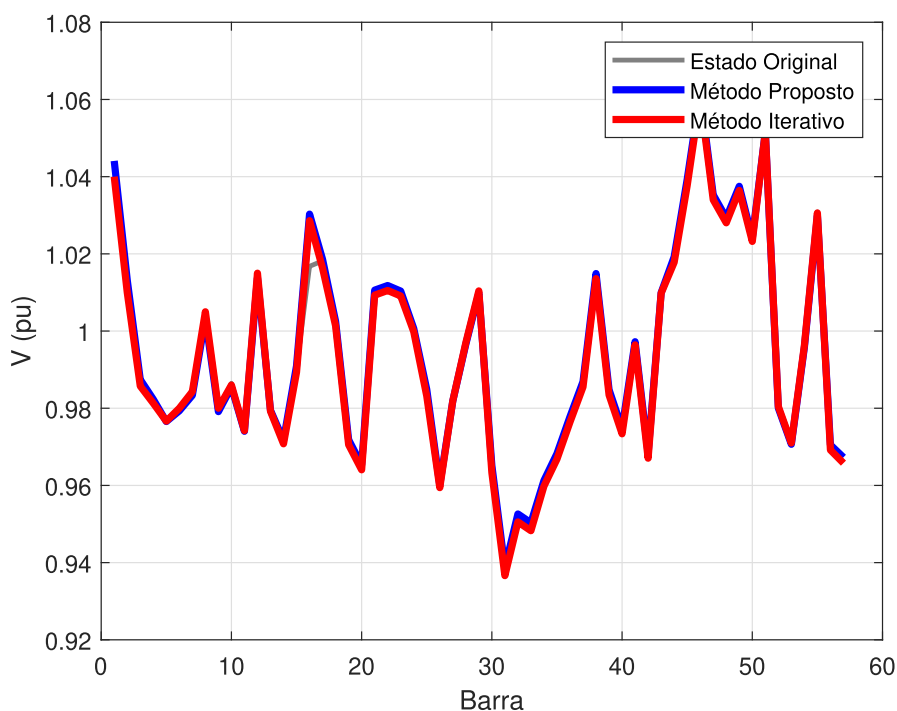


Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.4.1 Contingência da linha 12-16

Para a primeira contingência analisada, foi escolhida a linha 12-16, na qual o novo estado do sistema pode ser visto pelas Figuras 36 e 37, em uma comparação dos resultados encontrados por meio iterativo tradicional e o método proposto.

Figura 36 – Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 12-16 via MP e MI.



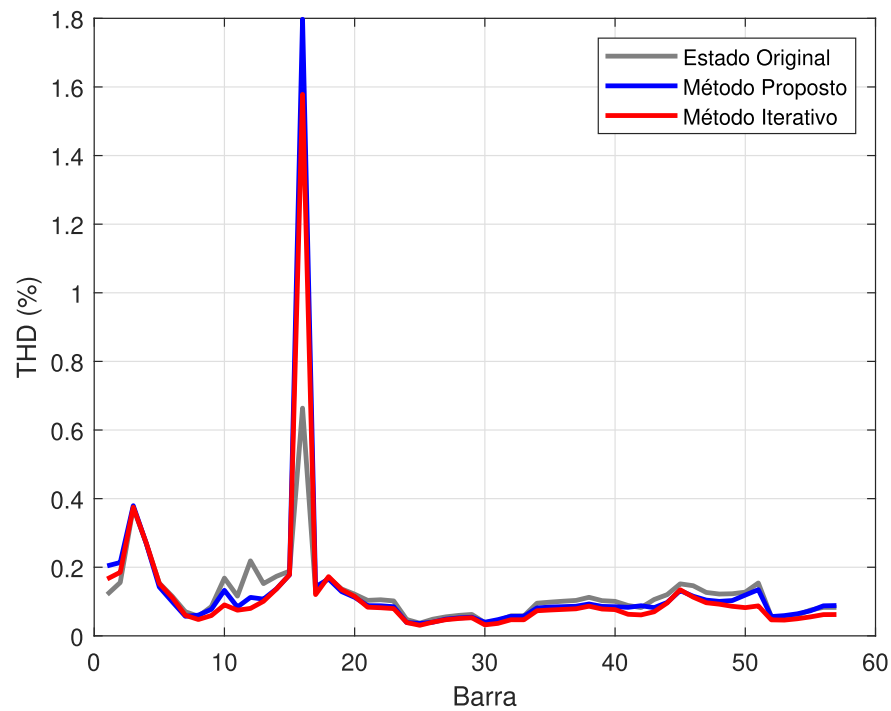
Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Neste caso, é facilmente observável que há um grande pico de aumento do THD na barra 16 do sistema, essa que é aquela que já possuía a maior concentração de harmônicos, o que é grande indício de severidade. Fato esse complementado ao verificar a variação da distorção harmônica nas barras exposta pela Figura 38, com variação de cerca de 1%, o que ocasiona em mais que o dobro do valor do sistema em condições normais de operação. Ainda em complemento a isso, não há grande diminuição nos valores de distorção nas demais barras, mostrando que este é um cenário de fato bastante indesejável e que deve-se dar mais atenção.

Ao analisar a nova topologia da rede é possível correlacionar esse pico relativo à barra 16 da rede ao isolamento dela da barra 12 do sistema, que, por sua vez, é peça importante do mesmo.

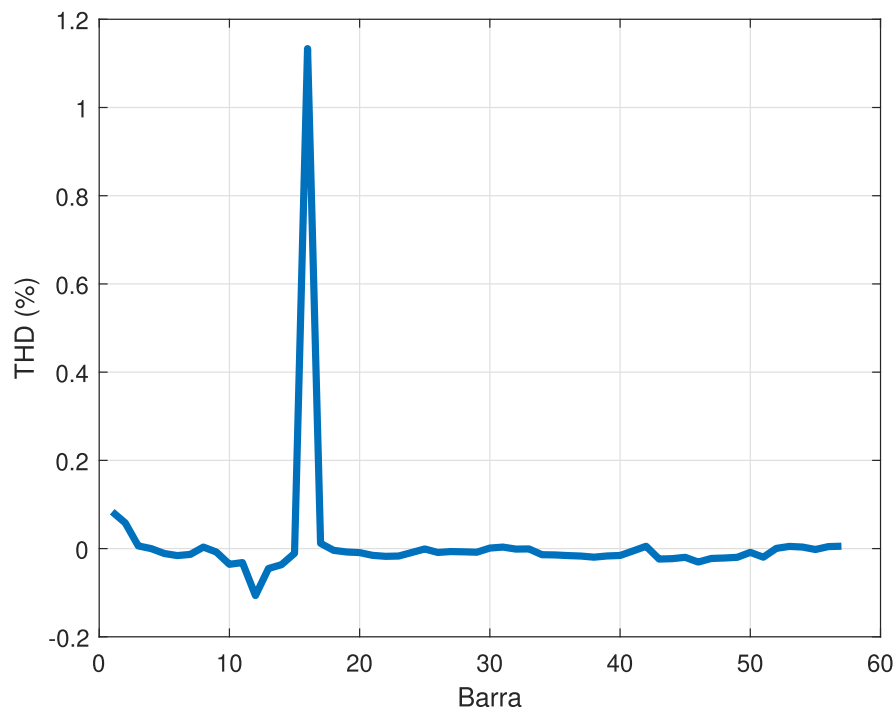
Outro ponto relevante na análise é que este caso estudo possui uma exatidão comparável àquela encontrada no estudo do sistema *New England* da Seção 5.3; algo também constatado pelo erro encontrado e apresentado pela Figura 39, na qual é demonstrado

Figura 37 – Perfil de THD das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 12-16 via MP e MI.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

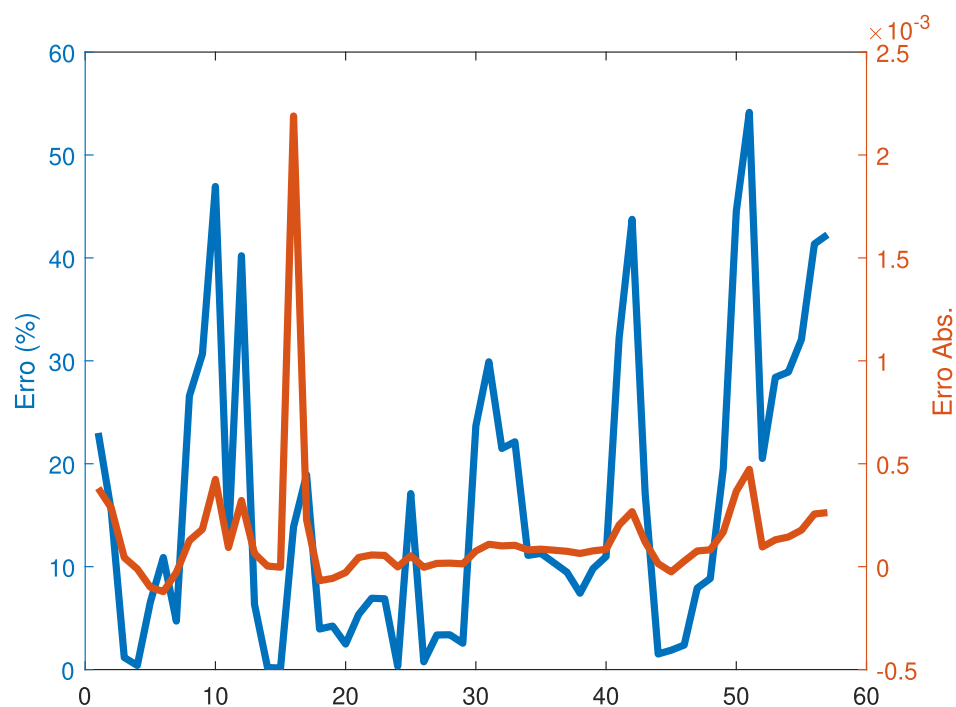
Figura 38 – Variação do THD do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 12-16 via MP.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

haver um erro absoluto na faixa de até $2,5 \cdot 10^{-3}$, em comparação com o erro semelhante encontrado nos casos da seção anterior.

Figura 39 – Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 12-16 do sistema IEEE 57 barras.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

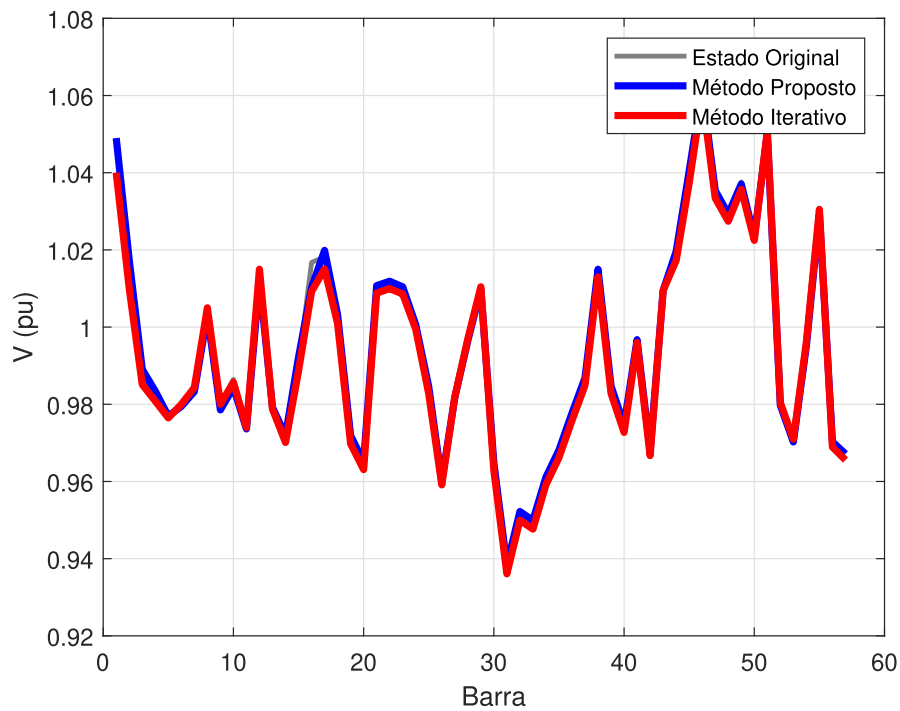
5.4.2 Contingência da linha 1-16

Em sequência, a próxima linha estudada é a 1-16, com o resultado da simulação presente nas Figuras 40 e 41.

Como mostra a Figura 42, diferente do anterior, esse caso não possui uma variação tão brusca nos patamares de distorção harmônica. Entretanto, embora a variação esteja em uma escala de magnitude menor, o efeito no sistema é razoavelmente semelhante à saída da linha 12-16. Há um pico na distorção harmônica na barra 16, assim como o caso anterior mostra. Entretanto, há ainda uma elevação geral nos valores da maioria das barras, mesmo que seja um aumento em menor escala na grande maioria das outras barras ao se comparar com o aumento de quase 1% da linha anterior.

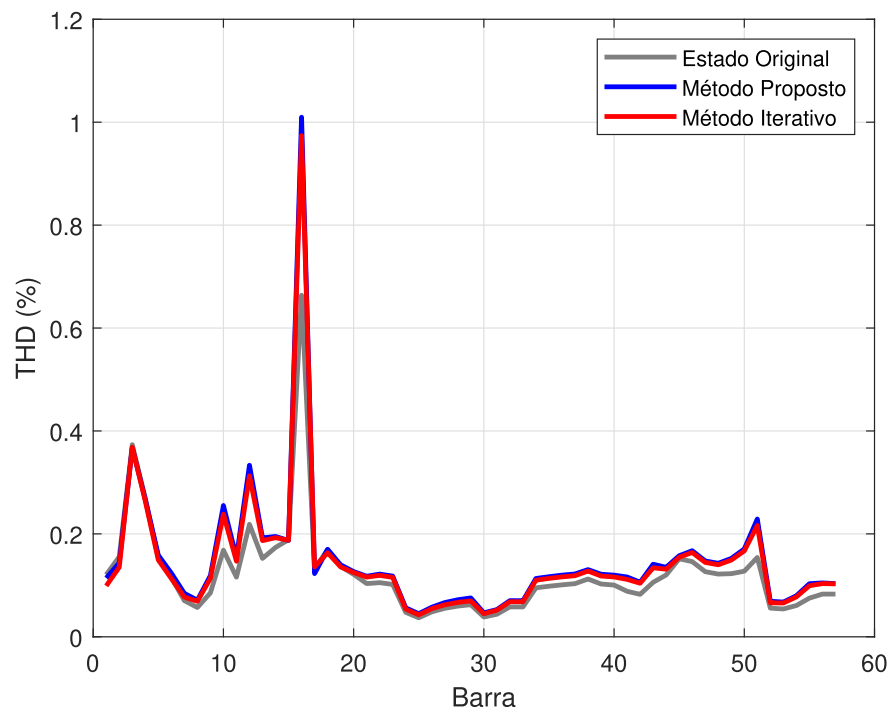
A partir da nova configuração da rede e dos resultados encontrados, é possível, também, especular que o comportamento da variação das distorções, assim como nos demais casos estudados, está associado ao isolamento parcial de certa parte do sistema de uma fonte harmônica. Esse é o caso da fonte da barra 16, que passa a concentrar mais harmônicos em comparação com as barras que ficaram mais distantes da fonte, sendo

Figura 40 – Perfil de tensão das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 1-17 via MP e MI.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

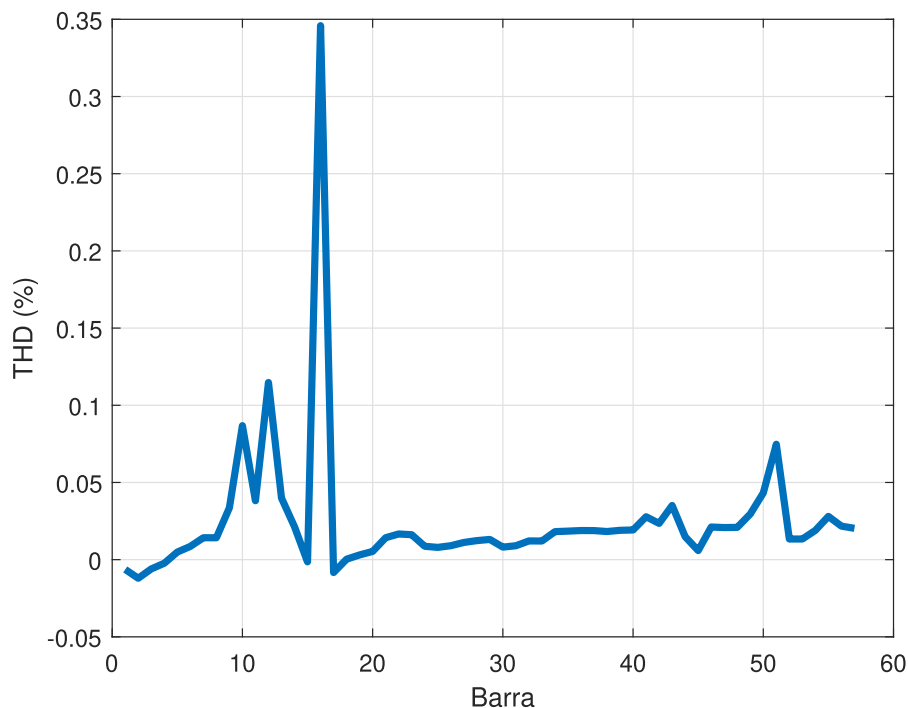
Figura 41 – Perfil de THD das barras do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 1-16 via MP e MI.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

que essas apresentam pequeno declínio. No entanto, ainda assim, nesse caso, não há um grande isolamento, pois há outras linhas próximas que conectam as duas seções.

Figura 42 – Variação do THD do sistema IEEE 57 barras após contingência na linha 1-16 via MP.



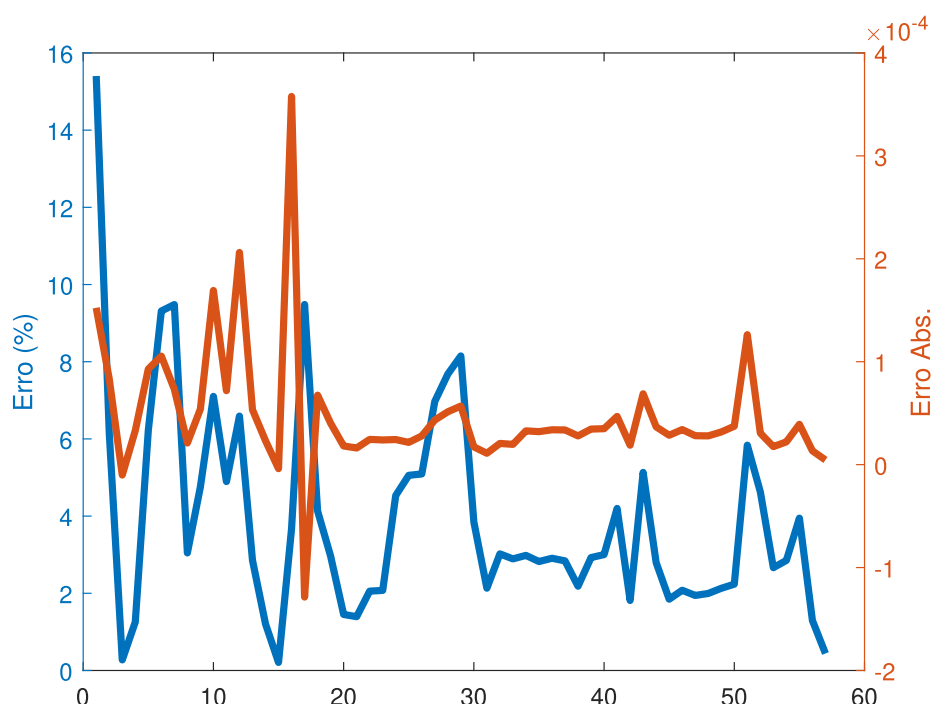
Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Além disso, esse cenário apresenta exatidão um pouco superior ao da linha 1-16, onde há um erro absoluto associado, no máximo, na escala de apenas $4 \cdot 10^{-4}$, além de até mesmo um erro percentual pequeno. Mesmo que tecnicamente mais acurado, ainda vale ressaltar que isso não implica que seja necessária uma exatidão desse porte em todas as barras para ser possível analisar corretamente a retirada da linha. O ponto mais importante é, geralmente, identificar os picos de THD que são gerados por tal situação, pois é onde se encontra a mais influente característica que define o nível de severidade da contingência. A parte mais fundamental para o método é ser capaz de detectar as barras onde o nível de THD se encontram perto ou acima do limite delimitado.

5.4.3 Ranqueamento

Saindo do escopo da análise de linhas individuais e entrando no tema de ranqueamento de cada linha em relação à sua criticidade, é dado novamente um enfoque especial ao índice f_1 . Contudo, diferente da simulação do sistema anterior, em que foi estudada a mudança do carregamento do sistema, será avaliada a mudança do fator de penalidade n presente no equacionamento (Equação (4.55)) do índice IP2, e como ele pode influenciar completamente os resultados.

Figura 43 – Erro entre MP e MI para os níveis de THD após contingência na linha 1-16 do sistema IEEE 57 barras.



Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Porém, antes de entrar nesse tópico, o primeiro índice proposto IP1 pode ser analisado separadamente uma vez que não possui tal fator. Contudo será abordada a sua correlação com cada fator de penalidade utilizado no decorrer da análise. Como pode ser visto na Tabela 27, ambos os métodos de análise, tanto pelo método proposto quanto pela via determinística tradicional, apresentam conclusões bem semelhantes. Cinco das seis linhas mais críticas são devidamente identificadas e estão em praticamente na mesma ordem, mostrando a eficácia do método para esse sistema.

Tabela 27 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP1.

Via MP	Linha	Via MI	Linha
$1,134 \cdot 10^{-2}$	12-16	$9,146 \cdot 10^{-3}$	12-16
$3,459 \cdot 10^{-3}$	1-16	$3,101 \cdot 10^{-3}$	1-16
$4,713 \cdot 10^{-4}$	12-13	$4,958 \cdot 10^{-4}$	12-13
$2,558 \cdot 10^{-4}$	1-2	$1,886 \cdot 10^{-4}$	10-12
$2,149 \cdot 10^{-4}$	10-12	$1,714 \cdot 10^{-4}$	12-17
$1,702 \cdot 10^{-4}$	12-17	$7,206 \cdot 10^{-5}$	13-14

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

E na Tabela 28 é mostrado o índice completo A_k , onde as linhas 24-25₁ e 24-25₂ representam as duas linhas, que fazem a mesma conexão entre as barras 24 e 25.

Então, para a implementação do segundo índice proposto, foram usados três

Tabela 28 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP1).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,2259	12-16	0,2067	12-16
0,0732	1-16	0,0815	1-16
0,0291	24-25 ₁	0,0436	25-30
0,0291	24-25 ₂	0,0398	8-9
0,0271	25-30	0,0372	34-35
0,0260	34-35	0,0326	37-38

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

diferentes fatores de penalidade. Nesta análise, eles serão utilizados como fatores de penalidade 1, 2 e 4.

Ao retornar à Equação (4.55) referente a esse índice, tem-se que esse fator está associado à penalização de violações de limites. Isso se deve a valores longe dos limites (resultados bem menores que 1) elevados a uma certa potência ocasionam em números bem pequenos, enquanto valores próximos ou acima do limite (próximos ou superiores à 1) resultam em números bem mais significativos. E o fator de penalidade apenas dá mais valor a violações ou quase violações conforme mais alta é sua ordem.

Para um fator igual a 1, o mais importante é o nível geral do estado harmônico da rede. Contudo, quanto maior for ele, mais ele realçará os casos em que há um pico de distorção em alguma barra. Por exemplo, em alguns casos podem ocorrer uma diminuição geral do perfil de THD, porém com picos que leve a distorção harmônica em uma ou mais barras à valores próximos ao limite máximos para elas.

5.4.3.1 Fator de penalidade 1

Para o fator de penalidade igual a 1, tem-se os resultados conforme a Tabela 29.

Tabela 29 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP2 (Fator de penalidade 1).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,2226	12-16	0,1755	12-16
0,1227	1-16	0,1149	1-16
0,1030	1-2	0,1000	1-2
0,1019	3-15	0,0945	3-15
0,1012	2-3	0,0942	2-3
0,0985	3-4	0,0941	1-15

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

Primeiramente, já é possível notar como as linhas mais críticas identificadas diferem parcialmente do IP1 da Tabela 27. Com exceção da unanimidade das linhas 1-16 e 12-16, comparando os dois métodos há uma clara discrepância. Contudo, isso não significa que

a solução esteja errada entre as duas abordagens. Esse fato apenas narra que os índices exprimem informações diferentes, neste sistema a maior variação do THD não coincide com o nível geral mais elevado das distorções harmônicas através da rede em muitos dos casos.

Em segundo lugar, em relação à confiabilidade do método proposto, cinco das seis contingências mais severas são detectadas corretamente e sem erros em sua ordem. Isso mostra que para esse sistema o método também apresenta respostas satisfatórias.

A Tabela 30 expõe a solução para o índice A_k e o fator de penalidade 1. Aqui é reconhecível que as linhas 1-16 e 12-16 já não estão presentes, diferente do que ocorre ao ser usado o índice IP1. Embora o IP2 mostre que essas linhas sejam os casos mais severos, ele não marca como um impacto tão grande quanto IP1. Isso pode ser visto pelo valor encontrado em ambos os casos em comparação às demais linhas, resultando em uma resposta em que tais linhas não são as mais impactantes no contexto geral do sistema, mesmo que sejam onde há maior variação das componentes harmônicas do sistema utilizado.

Tabela 30 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP2 com fator de penalidade 1).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,0317	25-30	0,0474	25-30
0,0316	24-25 ₁	0,0440	8-9
0,0316	24-25 ₂	0,0420	34-35
0,0304	34-35	0,0373	1-15
0,0298	8-9	0,0365	37-38
0,0297	37-38	0,0289	36-37

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.4.3.2 Fator de penalidade 2

Em seguida, para um fator igual a 2, a Tabela 31 fornece a solução encontrada via MP e MI. Já é observável uma pequena diferença no resultado, a resposta obtida pelo método determinístico iterativo marca a linha 12-13 com uma das mais severas, assim como o IP1. Embora não presentes na solução pelo método proposto, essa linha também cresce em severidade nele, além do aumento considerável da escala de severidade da linha 12-16 em comparação às demais.

Não obstante, o maior diferencial pode ser visto na Tabela 32 com o resultado considerando não apenas a distorção harmônica. Ao contrário do cenário com a utilização do fator 1, aqui a linha 12-16 aparece agora como a mais crítica geral. Isso se deve ao índice acusar uma severidade muito maior dela com um fator de penalidade maior. Como já mencionado, é visto na Tabela 31 que essa linha possui um valor de cerca de dez vezes

Tabela 31 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP2 (Fator de penalidade 2).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
$3,232 \cdot 10^{-2}$	12-16	$1,925 \cdot 10^{-2}$	12-16
$3,387 \cdot 10^{-3}$	1-16	$2,938 \cdot 10^{-3}$	1-16
$1,312 \cdot 10^{-3}$	3-15	$1,198 \cdot 10^{-3}$	3-15
$9,946 \cdot 10^{-4}$	1-2	$9,880 \cdot 10^{-4}$	1-2
$9,707 \cdot 10^{-4}$	2-3	$9,498 \cdot 10^{-4}$	12-13
$9,574 \cdot 10^{-4}$	3-4	$9,403 \cdot 10^{-4}$	2-3

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

mais que a segunda linha. Em comparação à Tabela 29, essa escala de magnitude é apenas duas vezes maior.

Tabela 32 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP2 com fator de penalidade 2).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,1377	12-16	0,1027	12-16
0,0298	25-30	0,0460	25-30
0,0296	24-25 ₁	0,0422	8-9
0,0296	24-25 ₂	0,0406	34-35
0,0285	34-35	0,0353	37-38
0,0279	37-38	0,0350	1-15

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.4.3.3 Fator de penalidade 4

Por fim, utilizar um fator de penalidade igual a 4 acaba em resultar em uma lista muito parecida com o primeiro índice da Tabela 27, como visto pela Tabela 33. Comparando as duas tabelas, nota-se que cinco das seis linhas mais críticas coincidem entre os dois índices. Como discutido, o fator de penalidade apenas penaliza valores próximos aos limites definidos para a rede. Isso é algo extremamente associado à maior variação da distorção harmônica e uma variação abrupta em uma barra em geral está relacionada a um pico no valor de seu THD.

Portanto, pode-se concluir que o valor do fator de penalidade deve ser atribuído de acordo com a proposta e objetivo do estudo. É preciso escolher entre penalizar mais o nível geral de THD nas barras ou os seus picos e violações, como demonstrado por este exemplo.

Além disso, ainda foi possível obter um resultado também bastante satisfatório sobre a ótica da sua acurácia. Neste cenário foi possível acertar as seis linhas mais críticas do sistema na ordem correta de ranqueamento. Então, conclui-se que, para esse sistema teste, o método consegue estimar bem o estado do sistema após uma contingência.

Tabela 33 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo IP2 (Fator de penalidade 4).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
$2,074 \cdot 10^{-3}$	12-16	$7,338 \cdot 10^{-4}$	12-16
$2,059 \cdot 10^{-5}$	1-16	$1,543 \cdot 10^{-5}$	1-16
$1,254 \cdot 10^{-6}$	12-13	$1,289 \cdot 10^{-6}$	12-13
$1,221 \cdot 10^{-6}$	3-15	$1,113 \cdot 10^{-6}$	3-15
$9,349 \cdot 10^{-7}$	10-12	$9,075 \cdot 10^{-7}$	10-12
$8,874 \cdot 10^{-7}$	12-17	$8,892 \cdot 10^{-7}$	12-17

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

A mesma análise vista pelo cenário anterior pode ser reforçada pela Tabela 34, com a severidade da linha 12-16, subindo ainda mais em valor ao ser comparada às outras.

Tabela 34 – Ranqueamento das linhas mais críticas do sistema IEEE 57 barras pelo índice A_k (IP2 com fator de penalidade 4).

Via MP	Linha	Via MI	Linha
0,3266	12-16	0,3140	12-16
0,0270	24-25 ₁	0,0428	25-30
0,0270	24-25 ₂	0,0390	8-9
0,0269	25-30	0,0374	34-35
0,0257	34-35	0,0321	37-38
0,0251	37-38	0,0314	1-15

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.4.4 Tempo de processamento computacional

Seguindo ao assunto do esforço computacional, a execução do sistema resulta em tempos de processamento iguais àqueles da Tabela 35. E, novamente, chega-se em um resultado mais veloz ao utilizar-se o método proposto pelo presente trabalho. Desta vez, há um tempo de execução de cerca de 200 vezes mais rápido que a via determinística iterativa.

Mostrando que em um sistema de maior porte, neste caso de 57 barras em comparação a um de 30 ou de 39 barras, o método tende a apresentar uma resposta ainda melhor da perspectiva do tempo de processamento. Mesmo em sistemas de maior porte, não há grande aumento de esforço computacional para a metodologia sugerida. Pelo contrário, o método apresenta proporcionalmente um esforço menor em comparação, como é esperado de cálculos algébricos diretos e simples, demandando esforço mínimo mesmo com sistemas de maior porte.

Tabela 35 – Tempo de processamento computacional para o sistema IEEE 57 barras.

Método	Tempo de processamento (s)
MP	0,0808
MI	16,4883

Fonte: Elaborada pelo autor (2024).

5.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo dedicou-se à aplicação do método proposto em três sistemas teste através de simulações computacionais. Foram realizadas análises em sistemas de diferentes portes, sendo testes com sistemas de 30, 39 e 57 barras, com a finalidade de mostrar a aplicabilidade da metodologia diante de diferentes situações e de redes com características diferentes.

Foi apresentado que os resultados das simulações mostram que foi obtido um enorme alívio ao tempo de processamento e esforço computacional, além de ainda ser capaz de manter exatidão consideravelmente satisfatória.

Completando o trabalho, adiante no último capítulo, serão apresentadas as conclusões finais sobre o trabalho, englobando metodologia proposta e resultados, além de trazer futuras direções para as quais o tema abordado possa se direcionar.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo destina-se a expor as conclusões finais após a apresentação do trabalho e de seus resultados. São comentados seus principais pontos e é fornecido um direcionamento para onde o tema da pesquisa possa evoluir em trabalhos futuros.

6.1 CONCLUSÕES FINAIS

Tomando partida em um tema pouco estudado até o presente momento, a dissertação trouxe à tona um assunto que passa a ser cada vez mais importante com a introdução de novas fontes e elementos não lineares na rede elétrica. Unindo dois conceitos estudados originalmente como totalmente separados, a análise de contingências e análise harmônica possuem relação e influenciam um no outro. Consoante a esse fato, o presente trabalho apresentou, como principal contribuição, uma nova proposta de método para estudar o impacto da retirada de linhas no estado harmônico de um sistema elétrico.

A metodologia expande o horizonte da aplicação do teorema da compensação para todo o espectro harmônico, o que permite utilizar cálculos aritméticos simples para encontrar uma estimativa das tensões harmônicas e da fundamental do sistema após a ocorrência de uma ou mais contingências. Em pequenas mudanças na rede, a utilização do teorema da compensação possibilita realizar uma análise de sensibilidade obtendo uma solução direta não iterativa, não sendo necessário recalculer o fluxo de potência e fluxo de potência harmônico tradicionais. Por consequência, economiza-se o esforço computacional e, portanto, seu tempo de execução.

A dissertação ainda contribui com o ranqueamento de contingências com a inclusão do impacto harmônico ao sugerir índices individuais para esse tipo de estudo; além de um índice conjunto, que trata a severidade da contingência, considerando a abordagem clássica e, ainda, inclui a temática aqui debatida. Esse olhar do assunto sobre essa perspectiva traz mais utilidade para a aplicação do teorema da compensação, que o complementa ao fornecer uma ferramenta para traduzir a mudança nos níveis de THD para uma lista com os casos mais críticos existentes do sistema em análise. E ainda pode ser visto como um instrumento separado e individual para ser usado em outras abordagens que não sejam o teorema da compensação, como mostrado pelos próprios resultados apresentados, que inclui a sua solução do ranqueamento de linhas também pela via determinística clássica.

A comparação da metodologia proposta com a execução baseada pela perspectiva tradicional permite validar os resultados e, em acréscimo a isso, identificar a principal vantagem do método proposto. A proposta apoia-se em uma técnica rápida e simples para a obtenção da solução. De acordo com as simulações performadas nos sistemas testes, foi verificada uma diferença entre 43 até 200 vezes no tempo de execução computacional. Uma ferramenta tão mais rápida que a opção tradicional oferece a capacidade de avaliação

de centenas ou milhares de casos em pouquíssimo tempo, assim como até mesmo análises em tempo real.

Os testes e simulações realizados também mostram que o método possui grande precisão na maioria dos casos, conseguindo extrair as informações mais importantes para esse tipo de análise. Em todos os casos avaliados, foi possível estimar, com acurácia e eficiência satisfatória, o novo perfil harmônico após a retirada das linhas do sistema, assim como identificar a maioria das mais linhas críticas com aplicação dos índices propostos.

Os resultados evidenciaram que a remoção de uma linha do sistema pode gerar grande prejuízo para a qualidade de energia do mesmo. Foi observada, em casos mais graves, enorme variação da distorção harmônica, o que põe em risco a estabilidade do sistema. Com os casos mais severos atrelados a linhas que possuem conexão com as fontes harmônicas originárias da distorção causada à rede. Esse fato acarreta na concentração das componentes harmônicas nas barras que mantêm conexão com a fonte e na barra da própria fonte, principalmente com uma variação na forma de picos em seus valores de magnitude. Além disso, foram ainda observadas situações em que o nível de THD apresentou aumento geral na grande maioria das barras, agravando de forma completa o estado do sistema.

Produzem-se possíveis cenários em que limites são violados e a operação é prejudicada, assim como possivelmente equipamentos e elementos do sistema, demonstrando que uma contingência pode afetar a rede elétrica e seu funcionamento. Portanto, a identificação desses cenários dá vantagem ao operar o sistema, proporcionando novas informações que podem facilitar a tomada de decisão.

Em adição a isso, foi demonstrado como a diferente utilização do índice f_1 altera a solução encontrada, sendo um índice versátil, que pode ser utilizado para identificar grandes variações e picos de distorções harmônicas, assim como detectar os casos, onde há um crescimento geral nos seus níveis de magnitude ao variar o uso entre o IP1 e IP2 e, neste último, seu fator de penalidade. Em complemento, os resultados ainda mostram que uma variação no carregamento do sistema não implica em necessariamente uma perda de precisão por parte do método, mas causa uma variação na severidade das contingências possíveis.

Por conseguinte, a dissertação fornece duas contribuições principais ao tema, propondo duas ferramentas de análise que se complementam e podem ou não ser utilizadas em conjunto. A análise de sensibilidade mostra-se uma útil e poderosa ferramenta para inúmeros tipos de estudos na área, apresentando boa versatilidade; enquanto o ranqueamento fornece outro instrumento conveniente para análises e identificação dos pontos fracos do sistema que possam necessitar de reforços e atenção especial.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Esta dissertação faz menção e traz à tona um novo tema e horizonte de estudo ainda pouco explorado. Embora o estudo realizado aborde o assunto em detalhe, ainda há diversas aplicações, possibilidades e direções futuras a serem investigadas, as quais se destacam por exemplo:

- Estudos direcionados à adição de linhas ao invés da retirada. Como dita o teorema da compensação, o cálculo pode ser aplicado para a retirada ou inclusão de novas linhas, criando novas possibilidades, tais quais:
 - análises como de recomposição e religamento do sistema;
 - planejamento da expansão da rede;
- Avaliação de contingências/alterações múltiplas;
- Inclusão de incertezas na análise e simulações;
- Utilização para encontrar a alocação ótima de filtros, considerando a variação dos harmônicos diante da saída de uma linha;
- Consideração do uso de técnicas de *machine learning* e processamento paralelo.

REFERÊNCIAS

- ABOYTES, F. Stochastic contingency analysis. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 2, p. 335–341, 1978.
- ALSAC, O.; STOTT, B.; TINNEY, W. F. Sparsity-oriented compensation methods for modified network solutions. **IEEE Power Engineering Review**, PER-3, n. 5, p. 24–25, 1983.
- ALTGOTT, A. S.; MELO, I. D. Power system contingency assessment considering harmonic distortions: a sensitivity analysis based on the compensation theorem. **Electrical Engineering**, Springer, p. 1–12, 2024.
- ALVES, G. O.; PEREIRA, J.; GATTA, P. O. L.; FILHO, J. P.; TOMIM, M. A new governor power flow formulation based on the current injections method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 104, p. 705–715, 2019.
- ANDERSON, P.; FOUAD, A.; ELECTRICAL, I. of; ENGINEERS, E. **Power System Control and Stability**. Wiley, 2003. (IEEE Press power engineering series Power system control and stability). ISBN 9780471238621. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=8-xSAAAAMAAJ>.
- ANGADI, R. V.; DARAM, S. B.; VENKATARAMU, P. Role of big data analytic and machine learning in power system contingency analysis. In: **Smart Electrical and Mechanical Systems**. [S.l.]: Elsevier, 2022. p. 151–184.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. **Power System Harmonics**. Wiley, 2004. (Wiley InterScience electronic collection). ISBN 9780470871218. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=mDGfHsEoiN8C>.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N.; CHEN, S. **Power System Quality Assessment**. Wiley, 2000. ISBN 9780471988656. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=WFvoEAAAQBAJ>.
- ATHAY, T.; PODMORE, R.; VIRMANI, S. A practical method for the direct analysis of transient stability. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 2, p. 573–584, 1979.
- BADRZADEH, B.; GUPTA, M.; SINGH, N.; PETERSSON, A.; MAX, L.; HØGDAHL, M. Power system harmonic analysis in wind power plants—part i: Study methodology and techniques. In: IEEE. **2012 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting**. [S.l.], 2012. p. 1–11.
- BALAMURUGAN, S.; ASHWIN, S.; SUDEEP, C. V.; JISHNU, R.; HARSHITHA, V. S. Big data from actual iee 5 bus system during normal and control operations. **IEEE Dataport**, 2022.
- BASLER, M. J.; SCHAEFER, R. C. Understanding power system stability. In: IEEE. **58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005**. [S.l.], 2005. p. 46–67.
- BOLLEN, M. H.; GU, I. Y. **Signal processing of power quality disturbances**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2006.

- BRANDWAJN, V. Efficient bounding method for linear contingency analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 3, n. 1, p. 38–43, 1988.
- BULAT, H.; FRANKOVIĆ, D.; VLAHINIĆ, S. Enhanced contingency analysis—a power system operator tool. **Energies**, MDPI, v. 14, n. 4, p. 923, 2021.
- CARAMIA, P.; CARPINELLI, G.; ROSSI, F.; VERDE, P. Probabilistic iterative harmonic analysis of power systems. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 141, n. 4, p. 329–338, 1994.
- CARPINELLI, G.; ESPOSITO, T.; VARILONE, P.; VERDE, P. First-order probabilistic harmonic power flow. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, IET, v. 148, n. 6, p. 541–548, 2001.
- CHRISTIE, R. Power systems test case archive. **University of Washington**, 1993. Acessado em 29/06/2024. Disponível em: <http://labs.ece.uw.edu/pstca/>.
- CIGRE. Network modelling for harmonic studies. **C4/B4. Technical Brochure**, 2019.
- CUI, Y.; WANG, X. Modal frequency sensitivity for power system harmonic resonance analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 27, n. 2, p. 1010–1017, 2012.
- DURDHAVALÉ, S. R.; AHIRE, D. D. A review of harmonics detection and measurement in power system. **Int. J. Comput. Appl**, v. 143, n. 10, p. 975–8887, 2016.
- EJEBE, G.; WOLLENBERG, B. Automatic contingency selection. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 1, p. 97–109, 1979.
- ENNS, M. K.; QUADA, J. J.; SACKETT, B. Fast linear contingency analysis. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-101, n. 4, p. 783–791, 1982.
- EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**. [S.l.], 2020.
- EPE. **Balanco Energético Nacional 2023**. [S.l.], 2023.
- EROĞLU, H.; CUCE, E.; CUCE, P. M.; GUL, F.; ISKENDEROĞLU, A. Harmonic problems in renewable and sustainable energy systems: A comprehensive review. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Elsevier, v. 48, p. 101566, 2021.
- ESLAMI, A.; NEGNEVITSKY, M.; FRANKLIN, E.; LYDEN, S. Review of ai applications in harmonic analysis in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 154, p. 111897, 2022.
- FRANCISCO, C. **Harmonics, power systems, and smart grids**. [S.l.]: CRC press, 2017.
- FREIJEDO, F.; CHAUDHARY, S.; TEODORESCU, R.; GUERRERO, J. M.; BAK, C. L.; KOCEWIAK, Ł. H.; JENSEN, C. F. Harmonic resonances in wind power plants: modeling, analysis and active mitigation methods. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**, IEEE, p. 1–6, 2015.
- GALIANA, F. Bound estimates of the severity of line outages in power system contingency analysis and ranking. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-103, n. 9, p. 2612–2624, 1984.

- GLOVER, J.; OVERBYE, T.; SARMA, M. **Power System Analysis and Design**. Cengage Learning, 2016. ISBN 9781305886957. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=KHYcCgAAQBAJ>.
- GOLPÎRA, H.; ROMÁN-MESSINA, A.; BEVRANI, H. **Renewable Integrated Power System Stability and Control**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2021.
- GRADY, W. M.; SANTOSO, S. Understanding power system harmonics. **IEEE Power Engineering Review**, THE IEEE, INC., v. 21, n. 11, p. 8–11, 2001.
- GRANADOS-LIEBERMAN, D.; ROMERO-TRONCOSO, R.; OSORNIO-RIOS, R.; GARCIA-PEREZ, A.; CABAL-YEPEZ, E. Techniques and methodologies for power quality analysis and disturbances classification in power systems: a review. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, v. 5, n. 4, p. 519–529, 2011.
- GRIGSBY, L. L. **Power system stability and control**. [S.l.]: CRC press, 2007.
- HARMONICS, P. S. Power system harmonics: An overview. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-102, n. 8, p. 2455–2460, 1983.
- HATZIARGYRIOU, N.; MILANOVIC, J.; RAHMANN, C.; AJJARAPU, V.; CANIZARES, C.; ERLICH, I.; HILL, D.; HISKENS, I.; KAMWA, I.; PAL, B.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J.; STANKOVIC, A.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V.; VOURNAS, C. Definition and classification of power system stability – revisited extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021.
- HERRAIZ, S.; SAINZ, L.; CLUA, J. Review of harmonic load flow formulations. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 18, n. 3, p. 1079–1087, 2003.
- HSU, Y.-Y.; KUO, H.-C. Fuzzy-set based contingency ranking (power system security). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 3, p. 1189–1196, 1992.
- HU, Z.; HAN, Y.; ZALHAF, A. S.; ZHOU, S.; ZHAO, E.; YANG, P. Harmonic sources modeling and characterization in modern power systems: A comprehensive overview. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 218, p. 109234, 2023.
- HUANG, Z.; CUI, Y.; XU, W. Application of modal sensitivity for power system harmonic resonance analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 222–231, 2007.
- IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. **IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)**, p. 1–29, 2014.
- IEEE/PES. Tutorial on harmonics modeling and simulation. In: **Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, Harmonics Working Group**. [S.l.: s.n.], 2003.
- IRISARRI, G.; SASSON, A.; DOPAZO, J. Real-time external system equivalent for on-line contingency analysis. **IEEE Transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 6, p. 2153–2171, 1979.
- JAIN, S. K.; SINGH, S. Harmonics estimation in emerging power system: Key issues and challenges. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 9, p. 1754–1766, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611001088>.

KALAIR, A.; ABAS, N.; KALAIR, A. R.; SALEEM, Z.; KHAN, N. Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 78, p. 1152–1187, 2017.

KARUPPANAN, P.; MAHAPATRA, K. K. Active harmonic current compensation to enhance power quality. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 62, p. 144–151, 2014.

KAUSHAL, J.; BASAK, P. Power quality control based on voltage sag/swell, unbalancing, frequency, thd and power factor using artificial neural network in pv integrated ac microgrid. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, Elsevier, v. 23, p. 100365, 2020.

KOTAMARTY, S.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. Impact of distributed generation on distribution contingency analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 78, n. 9, p. 1537–1545, 2008. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608000333>.

KUNDUR, P. **Power System Stability And Control**. McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070635159. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=v3RxH_GkwmsC.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V. Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LARSEN, E.; BAKER, D.; MCIVER, J. Low-order harmonic interactions on ac/dc systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 4, n. 1, p. 493–501, 1989.

LI, Z.; HU, H.; WANG, Y.; TANG, L.; HE, Z.; GAO, S. Probabilistic harmonic resonance assessment considering power system uncertainties. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 6, p. 2989–2998, 2018.

LI, Z.; WANG, J.; SUN, H.; GUO, Q. Transmission contingency analysis based on integrated transmission and distribution power flow in smart grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 30, n. 6, p. 3356–3367, 2015.

LIANG, X.; ANDALIB-BIN-KARIM, C. Harmonics and mitigation techniques through advanced control in grid-connected renewable energy sources: A review. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 54, n. 4, p. 3100–3111, 2018.

LIAO, H. Power system harmonic state estimation and observability analysis via sparsity maximization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 15–23, 2007.

MACHADO, L. F. M. **Aspectos harmônicos na geração eólica**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2017.

MACHOWSKI, J.; LUBOSNY, Z.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power system dynamics: stability and control**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2020.

MELIOPOULOS, A.; ZHANG, F.; ZELINGHER, S. Power system harmonic state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 3, p. 1701–1709, 1994.

MELO, I. **Estimação dos Estados: uma Abordagem Sistêmica Sobre Qualidade de Energia**. [S.l.]: Blucher, 2022. ISBN 9786555065527.

MELO, I. D.; MINGORANÇA, J. S. Interval current injection method for harmonic analysis in distribution systems: An approach using the krawczyk operator. **Electric Power Systems Research**, v. 208, p. 107891, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779622001213>.

MELO, I. D. de. **Fluxo de potência: Teoria e implementação de códigos computacionais**. [S.l.]: Editora Blucher, 2023.

MONTICELLI, A. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. E. Blucher, 1983. Disponível em: https://books.google.com.br/books?id=b_qAkgEACAAJ.

NARIMANI, M. R.; HUANG, H.; UMUNNAKWE, A.; MAO, Z.; SAHU, A.; ZONOZ, S.; DAVIS, K. Generalized contingency analysis based on graph theory and line outage distribution factor. **IEEE Systems Journal**, IEEE, v. 16, n. 1, p. 626–636, 2021.

NETO, C. S.; QUADROS, M. A.; SANTOS, M. G.; JARDIM, J. Brazilian system operator online security assessment system. In: IEEE. **IEEE PES general meeting**. [S.l.], 2010. p. 1–7.

NIQUINI, F. M. M.; VARIZ, A. M.; PEREIRA, J. L. R.; BARBOSA, P. G.; JR, S. C. Modelagem do elo de corrente contínua no domínio da frequência em sistemas assíncronos desequilibrados. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, SciELO Brasil, v. 20, p. 573–588, 2009.

ONS. **Procedimentos de Rede Módulo 2 - Critérios e Requisitos - Submódulo 2.9**. [S.l.], 2022.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação Módulo 5 - Submódulo 5.12**. [S.l.], 2024.

ORTMEYER, T.; RIBEIRO, P. Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. ii. sample systems and examples. **IEEE transactions on power delivery**, IEEE, New York, NY, v. 11, n. 1, p. 466–474, 1996. ISSN 0885-8977.

PAPATHANASSIOU, S.; PAPADOPOULOS, M. Harmonic analysis in a power system with wind generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 4, p. 2006–2016, 2006.

POURBEIK, P.; RAMEY, D. G.; ABI-SAMRA, N.; BROOKS, D.; GAIKWAD, A. Vulnerability of large steam turbine generators to torsional interactions during electrical grid disturbances. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 1250–1258, 2007.

SCHÄFER, F.; MENKE, J.-H.; BRAUN, M. Contingency analysis of power systems with artificial neural networks. In: **2018 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.

SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R.; RAMACHANDARAMURTHY, V. A review of key power system stability challenges for large-scale pv integration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 41, p. 1423–1436, 2015.

- SHAIR, J.; LI, H.; HU, J.; XIE, X. Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 145, p. 111111, 2021.
- SINGH, G. K. Power system harmonics research: a survey. **European Transactions on Electrical Power**, Wiley Online Library, v. 19, n. 2, p. 151–172, 2009.
- SINVULA, R.; ABO-AL-EZ, K. M.; KAHN, M. T. Harmonic source detection methods: A systematic literature review. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 74283–74299, 2019.
- SMITH, B.; ARRILLAGA, J.; WOOD, A.; WATSON, N. A review of iterative harmonic analysis for ac-dc power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 13, n. 1, p. 180–185, 1998.
- SRIVASTAVA, L.; SINGH, S.; SHARMA, J. A hybrid neural network model for fast voltage contingency screening and ranking. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 22, n. 1, p. 35–42, 2000.
- SURESH, N.; BABU, R. S. R. Review on harmonics and its eliminating strategies in power system. **Indian Journal of Science and Technology**, Citeseer, v. 8, n. 13, p. 56641, 2015.
- TAYLOR, C.; BALU, N.; MARATUKULAM, D. **Power System Voltage Stability**. McGraw-Hill, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070631847. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=CPtSAAAAMAAJ>.
- TEIXEIRA, M. O.; MELO, I. D.; FILHO, J. A. An optimisation model based approach for power systems voltage stability and harmonic analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 199, p. 107462, 2021. ISSN 0378-7796. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779621004430>.
- TINNEY, W. F. Compensation methods for network solutions by optimally ordered triangular factorization. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-91, n. 1, p. 123–127, 1972.
- VALCAREL, M.; MAYORDOMO, J. G. Harmonic power flow for unbalanced systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 8, n. 4, p. 2052–2059, 1993.
- VARIZ, A.; PEREIRA, J.; CARNEIRO, S.; BARBOSA, P. Harmonic analysis of the power distribution neutral-to-earth voltage (nev) test case using four-wire three-phase harmonic current injection method. In: **2009 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–7.
- VARIZ, A.; PEREIRA, J.; JR, S.; BARBOSA, P. G. Three-phase harmonic power flow using the current injection method. **IEEE International Conference on Harmonics and Power Quality**, 01 2006.
- VEDIK, B.; SHIVA, C.; HARISH, P. Reverse harmonic load flow analysis using an evolutionary technique. **SN Applied Sciences**, Springer, v. 2, n. 9, p. 1584, 2020.
- VITTAL, V.; MCCALLEY, J. D.; ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. **Power system control and stability**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2019.

WAKILEH, G. **Power Systems Harmonics: Fundamentals, Analysis and Filter Design**. Springer Berlin Heidelberg, 2019. (Power Systems). ISBN 9783662043431. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=muZSEAAAQBAJ>.

WANG, X.; BLAABJERG, F. Harmonic stability in power electronic-based power systems: Concept, modeling, and analysis. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 10, n. 3, p. 2858–2870, 2018.

WOOD, A.; WOLLENBERG, B.; SHEBLÉ, G. **Power Generation, Operation, and Control**. Wiley, 2013. ISBN 9780471790556. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=JafyAAAAQBAJ>.

XIA, D.; HEYDT, G. T. Harmonic power flow studies part i-formulation and solution. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, IEEE, n. 6, p. 1257–1265, 1982.

XIE, X.; SUN, Y. A piecewise probabilistic harmonic power flow approach in unbalanced residential distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 141, p. 108114, 2022.

XU, W. Status and future directions of power system harmonic analysis. In: IEEE. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004**. [S.l.], 2004. p. 756–761.

XU, W.; HUANG, Z.; CUI, Y.; WANG, H. Harmonic resonance mode analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 1182–1190, 2005.

YACAMINI, R.; OLIVEIRA, J. D. Harmonics in multiple convertor systems: a generalised approach. In: IET. **IEE Proceedings B (Electric Power Applications)**. [S.l.], 1980. v. 127, n. 2, p. 96–106.

ZHENG, T.; MAKRAM, E.; GIRGIS, A. Power system transient and harmonic studies using wavelet transform. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 14, n. 4, p. 1461–1468, 1999.

ZHENG, T.; MAKRAM, E.; GIRGIS, A. Evaluating power system unbalance in the presence of harmonic distortion. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 2, p. 393–397, 2003.

APÊNDICE A – DADOS DOS SISTEMAS

A.1 SISTEMA NEW ENGLAND MODIFICADO

Assim como explicitado na Seção 5.3, o sistema *New England* foi modificado para que simulações fossem feitas. Os dados de cada barra do sistema podem ser encontrados na Tabela 36, incluindo as informações relevantes para análise.

Tabela 36 – Dados de barra do sistema *New England* modificado.

Barra	Tipo	V (p.u.)	P_g (MW)	Q_g (MVar)	P_l (MW)	Q_l (MVar)
1	PQ				0,0	0,0
2	PQ				0,0	0,0
3	PQ				322,0	2,4
4	PQ		50,0		500,0	184,0
5	PQ				0,0	0,0
6	PQ				0,0	0,0
7	PQ				233,8	84,0
8	PQ				522,0	176,0
9	PQ				0,0	0,0
10	PQ				0,0	0,0
11	PQ				0,0	0,0
12	PQ				8,5	88,0
13	PQ				0,0	0,0
14	PQ				0,0	0,0
15	PQ				320,0	153,0
16	PQ				329,4	32,3
17	PQ				0,0	0,0
18	PQ				158,0	30,0
19	PQ				0,0	0,0
20	PQ				680,0	103,0
21	PQ		50,0		274,0	115,0
22	PQ				0,0	0,0
23	PQ				247,5	84,6
24	PQ				308,6	-92,2
25	PQ				224,0	47,2
26	PQ				139,0	17,0
27	PQ				281,0	75,5

Continua na próxima página

28	PQ				206,0	27,6
29	PQ				283,5	26,9
30	PV	1,048	250,0			
31	PV	0,982	573,2		9,2	4,6
32	PV	0,983	650,0			
33	PV	0,997	632,0			
34	PV	1,012	508,0			
35	PV	1,049	650,0			
36	PV	1,064	560,0			
37	PQ		540,0	0,0	0,0	0,0
38	PV	1,027	830,0			
39	V θ	1,030			1104,0	250,0

Fonte: Dados modificados de (Athay; Podmore; Virmani, 1979).

A.2 SISTEMA IEEE 57 BARRAS MODIFICADO

Consoante às mudanças mencionadas na Seção 5.4 para o sistema IEEE 57 barras, a Tabela 37 apresenta os dados de cada barra do sistema após a mudança realizada para as simulações feitas.

Tabela 37 – Dados de barra do sistema IEEE 57 barras modificado.

Barra	Tipo	V (p.u.)	P _g (MW)	Q _g (MVar)	P _l (MW)	Q _l (MVar)
1	V θ	1,040	128,9		55,0	17,0
2	PV	1,010	0,0		3,0	88,0
3	PQ		40,0	0,0	41,0	21,0
4	PQ				0,0	0,0
5	PQ				13,0	4,0
6	PV	0,980	0,0		75,0	2,0
7	PQ				0,0	0,0
8	PV	1,005	450,0		150,0	22,0
9	PV	0,980	0,0		121,0	26,0
10	PQ				5,0	2,0
11	PQ				0,0	0,0
12	PV	1,015	310,0		377,0	24,0
13	PQ				18,0	2,3

Continua na próxima página

14	PQ		10,5	5,3
15	PQ	20,0	22,0	5,0
16	PQ	20,0	43,0	3,0
17	PQ		42,0	8,0
18	PQ		27,2	9,8
19	PQ		3,3	0,6
20	PQ		2,3	1,0
21	PQ		0,0	0,0
22	PQ		0,0	0,0
23	PQ		6,3	2,1
24	PQ		0,0	0,0
25	PQ		6,3	3,2
26	PQ		0,0	0,0
27	PQ		9,3	0,5
28	PQ		4,6	2,3
29	PQ		17,0	2,6
30	PQ		3,6	1,8
31	PQ		5,8	2,9
32	PQ		1,6	0,8
33	PQ		3,8	1,9
34	PQ		0,0	0,0
35	PQ		6,0	3,0
36	PQ		0,0	0,0
37	PQ		0,0	0,0
38	PQ		14,0	7,0
39	PQ		0,0	0,0
40	PQ		0,0	0,0
41	PQ		6,3	3,0
42	PQ		7,1	4,4
43	PQ		2,0	1,0
44	PQ		12,0	1,8
45	PQ		0,0	0,0
46	PQ		0,0	0,0
47	PQ		29,7	11,6
48	PQ		0,0	0,0
49	PQ		18,0	8,5
50	PQ		21,0	10,5

Continua na próxima página

51	PQ	18,0	5,3
52	PQ	4,9	2,2
53	PQ	20,0	10,0
54	PQ	4,1	1,4
55	PQ	6,8	3,4
56	PQ	7,6	2,2
57	PQ	6,7	2,0

Fonte: Dados modificados de (Christie, 1993).