

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

**Fábio Morandi Tavela**

**Desenvolvimento de técnicas avançadas para construção de regiões de  
segurança estática**

Juiz de Fora

2020



**Fábio Morandi Tavela**

**Desenvolvimento de técnicas avançadas para construção de regiões de  
segurança estática**

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.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Juiz de Fora

2020

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

Tavela, Fábio Morandi.

Desenvolvimento de técnicas avançadas para construção de regiões de  
segurança estática / Fábio Morandi Tavela. – 2020.

261 f. : il.

Orientador: João Alberto Passos Filho

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade  
de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Avaliação de Segurança em Sistemas de Potência. 2. Análise em  
Regime Permanente. 3. Região de Segurança Estática. I. Passos Filho,  
João Alberto, orient. II. Título.

Fábio Morandi Tavela

**Desenvolvimento de técnicas avançadas para construção de regiões de  
segurança estática**

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 4 de setembro de 2020.

BANCA EXAMINADORA



---

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora



---

Prof. Leonardo Willer de Oliveira, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora



---

Prof. Wesley Peres, D.Sc.  
Universidade Federal de São João del-Rei



*Aos meus pais, Élcio e Analúcia, à minha irmã, Bianca, e à minha namorada,  
Jéssica, pelo amor, compreensão e por serem minha constante fonte de  
inspiração.*



## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, por me proporcionar tantas oportunidades e momentos de alegria.

Aos meus pais, Élcio e Analúcia, e à minha irmã, Bianca, por serem meus maiores exemplos de caráter e perseverança, por sempre me incentivarem a dar o meu melhor e, principalmente, por todo amor e carinho.

À minha namorada, Jéssica, pelo amor, carinho, paciência, por me mostrar que sempre devemos confiar que o melhor está por vir e por sempre me apoiar nos momentos difíceis.

Ao meu orientador e amigo, João Alberto Passos Filho, pela confiança e dedicação durante esses últimos anos, pelas oportunidades e ensinamentos, e por ter contribuído para que eu me tornasse um profissional melhor.

Aos amigos do NUPESP, Othon, Loan e Pedro, pela convivência, amizade, troca de experiências e pelos bons momentos que tornaram esta caminhada mais fácil.

Aos meus amigos e familiares, por sempre estarem ao meu lado e me proporcionarem tantos momentos felizes.

Ao CEPTEL pela disponibilização da versão acadêmica do programa ANAREDE. Agradecemos também ao D.Sc. Flávio Rodrigo de Miranda Alves, do CEPTEL, pelas sugestões referentes ao processo de construção da Região de Segurança Estática Adaptativa.

Ao CNPq, à CAPES, à Energisa-MG, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) e à Universidade Federal de Juiz de Fora por todo o suporte durante a elaboração deste trabalho.



## RESUMO

Esta dissertação tem como objetivo principal apresentar o desenvolvimento de técnicas avançadas para construção de Regiões de Segurança Estática (RSEs), revisando as metodologias disponíveis na literatura e apresentando uma ferramenta computacional para análise de redes, implementada em linguagem Python, com foco na construção automatizada de RSEs. Primeiramente, é realizada uma revisão detalhada a respeito dos principais conceitos necessários para o entendimento adequado do cenário em que estão inseridas as RSEs. Nesta revisão, são abordados temas como a estabilidade em sistemas de potência e os estados de operação a que um sistema pode estar sujeito. Ainda na revisão, são introduzidos os sistemas de Avaliação de Segurança Estática e Dinâmica em tempo real, conhecidos como sistemas *on-line* SDSA (*Static and Dynamic Security Assessment*). Também é realizada uma revisão bibliográfica de trabalhos que têm relação, direta ou indireta, com as RSEs. Após a revisão e contextualização do tema, é apresentado o processo de construção de RSEs, em que é introduzida a ferramenta de análise de redes desenvolvida. Tal ferramenta foi implementada com foco na eficiência computacional, possuindo, inclusive, a capacidade de construir RSEs com a utilização de processamento paralelo. Após o detalhamento do processo de construção das RSEs, são apresentadas as técnicas elaboradas com o intuito de aprimorar os recursos disponíveis em uma RSE. A primeira técnica insere a monitoração de perdas elétricas no processo construtivo de uma RSE, tornando possível a observação da variação das perdas de um sistema, através de um mapa de calor, ao longo de uma região segura. A segunda técnica trata da inserção de um novo limite de segurança, chamado limite de geração intermitente, a fim de tornar possível a monitoração do impacto da geração eólica através de RSEs. Visando à redução no tempo de construção da RSE, levando em conta sua utilização prática, é proposto um novo método de construção, chamado de Método Adaptativo. Tal método foi baseado no método de construção convencional de RSEs e tem como premissa a utilização de informações de RSEs associadas a pontos de operação anteriores para acelerar o processo de construção de uma RSE em um novo ponto de operação. É demonstrado que o Método Adaptativo é capaz de gerar resultados com a mesma qualidade que método o convencional, porém, com uma redução considerável no tempo computacional. Além disso, é avaliada a aplicação do Controle Secundário de Tensão em conjunto com RSEs, a fim de aumentar as margens de segurança do sistema. Por fim, são avaliadas e validadas as técnicas propostas neste trabalho através de resultados de simulações em sistemas teste.

Palavras-chave: Região de Segurança Estática. Análise em Regime Permanente. Geração Eólica. Avaliação de Segurança de Tensão. Avaliação de Segurança em Sistemas de Potência.



## ABSTRACT

This master's thesis has as main goal to present the development of advanced techniques for the construction of Static Security Regions (SSRs), reviewing the methodologies available in the literature and presenting a computational tool for network analysis, implemented in Python language, focusing on the automated construction of SSRs. First, a detailed review is carried out regarding the main concepts necessary for the proper understanding of the scenario in which SSRs are inserted. In this review, topics such as power systems stability and the operating states to which a power system may be subject are addressed. The on-line Static and Dynamic Security Assessment (SDSA) is also introduced in the review section. A bibliographic review of works that have a direct or indirect connection with SSRs is also carried out. After reviewing and contextualizing the theme, the SSR construction process is presented, in which the developed network analysis tool is introduced. Such a tool was implemented with a focus on computational efficiency and even having the ability to build SSRs using parallel processing. The techniques developed to improve the resources available in an SSR are presented after detailing its construction process. The first technique includes the assessment of electrical losses in the construction process of an SSR, making it possible to observe the variation in the losses of a system, through a heat map, over a safe region. The second technique deals with the insertion of a new security limit, called the intermittent generation limit, to make it possible to evaluate the impact of wind generation through SSRs. To reduce the SSR's construction time, taking into account its practical use, a new construction method, called Adaptive Method, is proposed. This method was based on the conventional SSR construction method and uses SSR's information associated with previous operation points to accelerate the process of building an SSR at a new operating point. It is demonstrated that the Adaptive Method is capable of generating results with the same quality as the conventional method, but with a considerable reduction in computational time. In addition, the application of secondary voltage control combined with SSR is evaluated to increase the security margins of the system. Finally, the techniques proposed in this work are evaluated and validated through the results of simulations in test systems.

Keywords: Static Security Region. Steady-State Analysis. Wind Generation. Voltage Security Assessment. Power System Security Assessment.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução do Sistema Interligado Nacional. . . . .	28
Figura 2 – Nomograma ilustrativo de uma região de segurança. . . . .	29
Figura 3 – Classificação de estabilidade em sistemas de potência. . . . .	38
Figura 4 – Estados de operação. . . . .	42
Figura 5 – Principais componentes de um sistema <i>on-line</i> SDSA. . . . .	48
Figura 6 – Exemplo de nomograma de uma região de segurança. . . . .	52
Figura 7 – Instalações de sistemas <i>on-line</i> SDSA ao redor do mundo. . . . .	56
Figura 8 – Exemplo de RSE (meramente ilustrativa). . . . .	64
Figura 9 – Divisão do SEP em três grupos de geração. . . . .	65
Figura 10 – Processo de construção de uma RSE. . . . .	67
Figura 11 – Representação das regiões exportadora e importadora . . . . .	70
Figura 12 – Nomograma do plano $G_2 \times G_3$ . . . . .	73
Figura 13 – Exemplo de grupos de geração divididos em regiões exportadora e importadora. . . . .	75
Figura 14 – Fluxograma simplificado do processo de construção da região de segurança estática. . . . .	79
Figura 15 – Fluxograma do processo de construção da região de segurança Estática. . . . .	80
Figura 16 – Fluxos de potência ativa em um circuito genérico “ <i>i</i> ”. . . . .	85
Figura 17 – Exemplo de nomogramas em figura única com limite de perdas. . . . .	87
Figura 18 – Modelo dos relatórios do limite de perdas. . . . .	87
Figura 19 – Fluxograma para construção da RSE com monitoração de perdas. . . . .	89
Figura 20 – Exemplo de nomogramas em figura única com limite de perdas e mapa de calor. . . . .	91
Figura 21 – Exemplo da intermitência da geração eólica. . . . .	94
Figura 22 – Fluxograma para construção da RSE com limite de geração intermitente. . . . .	98
Figura 23 – Exemplo de nomogramas em figura única com limite de geração intermitente. . . . .	100
Figura 24 – Modelo dos relatórios do limite de geração intermitente. . . . .	101
Figura 25 – Comparação dos nomogramas $G_2 \times G_3$ de RSEs do sistema 9 barras em dois pontos de operação. . . . .	103
Figura 26 – Nomograma $G_2 \times G_3$ de RSEs de dois pontos de operação. . . . .	104
Figura 27 – Exemplo da alteração do ângulo da direção de transferência de geração. . . . .	106
Figura 28 – Processo de adaptação de um limite de segurança devido a alteração do ponto de operação. . . . .	110

Figura 29 – Fluxograma de adaptação de limites de segurança. . . . .	112
Figura 30 – Nomogramas do sistema tutorial 9 barras. . . . .	115
Figura 31 – Arquitetura do processo de construção da RSE Adaptativa. . .	117
Figura 32 – Níveis hierárquicos do controle coordenado de tensão. . . . .	119
Figura 33 – Exemplo genérico do CST feito por geradores/compensadores síncro- nos. . . . .	122
Figura 34 – Diagrama unifilar do sistema tutorial 9 barras. . . . .	125
Figura 35 – Diagrama unifilar do sistema tutorial 9 barras com divisão dos grupos de geração. . . . .	128
Figura 36 – Validação dos limites de segurança da RSE do sistema tutorial 9 bar- ras. . . . .	129
Figura 37 – Validação da RSE do sistema tutorial 9 barras. . . . .	130
Figura 38 – Alteração da geração de potência ativa dos grupos de geração do sistema tutorial 9 barras. . . . .	131
Figura 39 – Influência da número de direções na RSE do sistema tutorial 9 barras.	134
Figura 40 – Variação do tempo computacional na construção da RSE do sistema tutorial 9 barras. . . . .	136
Figura 41 – RSE do sistema tutorial 9 barras. . . . .	137
Figura 42 – RSE em 3D do sistema tutorial 9 barras. . . . .	138
Figura 43 – Nomograma $G_2 \times G_3$ do RSE do sistema tutorial 9 barras com direções de transferência de geração destacadas. . . . .	139
Figura 44 – Avaliação da influência do passo de transferência de geração na quali- dade gráfica da monitoração de perdas da RSE do sistema tutorial 9 barras. . . . .	148
Figura 45 – Influência de $N_D$ na monitoração de perdas do sistema tutorial 9 bar- ras. . . . .	150
Figura 46 – RSE com monitoração de perdas do sistema tutorial 9 barras. .	152
Figura 47 – Curva de carga e geração. . . . .	154
Figura 48 – Comparação entre o método convencional e o método adaptativo para construção de RSEs do sistema tutorial 9 barras. . . . .	155
Figura 49 – Variação dos nomogramas da RSE do sistema tutorial 9 devido a aplicação das curvas de carga e geração. . . . .	157
Figura 50 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema tutorial 9 barras pelo método convencional e pelo método adaptativo. . .	159
Figura 51 – Diagrama unifilar do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	161
Figura 52 – Diagrama unifilar do sistema teste <i>New England</i> com dois tipos de divisão dos grupos de geração. . . . .	163
Figura 53 – RSEs do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	165

Figura 54 – Variação do tempo computacional na construção da RSE do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	167
Figura 55 – RSE em 3D do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	168
Figura 56 – Nomograma $G_2 \times G_3$ do RSE do sistema teste <i>New England</i> com direções de transferência de geração destacadas. . . . .	169
Figura 57 – RSE com monitoração de perdas do sistema teste <i>New England</i> com diferentes valores para o limite percentual de perdas. . . . .	174
Figura 58 – RSE com monitoração de perdas do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	175
Figura 59 – Diagrama unifilar do sistema teste <i>New England</i> com parque eólico. . . . .	177
Figura 60 – RSEs com limite de geração intermitente do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	179
Figura 61 – Comparação entre o método convencional e o método adaptativo para construção de RSEs do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	182
Figura 62 – Variação dos nomogramas da RSE do sistema teste <i>New England</i> devido a aplicação das curvas de carga e geração. . . . .	183
Figura 63 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste <i>New England</i> pelo método convencional e pelo método adaptativo. . . . .	185
Figura 64 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE nórdico. . . . .	187
Figura 65 – RSEs do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	190
Figura 66 – Comparação entre os nomogramas $G_2 \times G_3$ das RSEs dos pontos A e B do sistema teste IEEE Nórdico para cada caso de contingência. . . . .	192
Figura 67 – Variação do tempo computacional na construção da RSE do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	194
Figura 68 – Nomograma $G_2 \times G_3$ do RSE do sistema teste IEEE Nórdico com direções de transferência de geração destacadas. . . . .	195
Figura 69 – RSE com monitoração de perdas do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	200
Figura 70 – Comparação entre os nomogramas da RSE do sistema teste IEEE Nórdico com e sem a aplicação do CST. . . . .	203
Figura 71 – Efeito da variação da tensão de referência da barra 4046 na RSE do sistema teste IEEE Nórdico com aplicação do CST. . . . .	204
Figura 72 – Formato CSC da matriz esparsa A. . . . .	222
Figura 73 – Modelo do relatório de convergência. . . . .	227
Figura 74 – Modelo do relatório de barras CA. . . . .	227
Figura 75 – Modelo do relatório completo dos circuitos sistema. . . . .	227
Figura 76 – Modelo do relatório de monitoração de tensão. . . . .	228
Figura 77 – Modelo do relatório de monitoração de geração de potência reativa. . . . .	228
Figura 78 – Modelo do relatório de monitoração de fluxo. . . . .	228
Figura 79 – Convenção de cores adotada na RSE. . . . .	231
Figura 80 – Exemplo de nomogramas em figura única. . . . .	231

Figura 81 – Exemplo do nomograma $G_1 \times G_2$ . . . . .	232
Figura 82 – Exemplo do nomograma $G_1 \times G_3$ . . . . .	232
Figura 83 – Exemplo do nomograma $G_2 \times G_3$ . . . . .	233
Figura 84 – Exemplo da representação da RSE em 3D. . . . .	233
Figura 85 – Modelo do relatório geral da RSE. . . . .	235
Figura 86 – Modelo do relatório do limite de MW da RSE. . . . .	236
Figura 87 – Modelo do relatório do limite de contingências da RSE. . . . .	237
Figura 88 – Modelo dos relatórios dos limites de tensão, de Mvar e térmico. . . . .	239
Figura 89 – Padrão do código para dados de curvas de carga e geração. . . . .	240
Figura 90 – Fluxograma simplificado do processo de construção da região de segurança estática com processamento paralelo. . . . .	242
Figura 91 – Interface gráfica do usuário. . . . .	244

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Lista de instalações de sistemas <i>on-line</i> SDSA ao redor do mundo.	55
Tabela 2 – Possíveis cenários de regiões exportadora e importadora. . . . .	74
Tabela 3 – Cálculo dos fatores de participação por grupo de geração. . . . .	77
Tabela 4 – Equacionamento para adaptação do ângulo da direção de transferência de geração. . . . .	107
Tabela 5 – Principais características do sistema tutorial 9 barras. . . . .	125
Tabela 6 – Validação do fluxo de potência do caso base do sistema tutorial 9 barras. . . . .	126
Tabela 7 – Divisão dos grupos de geração do sistema tutorial 9 barras. . . . .	127
Tabela 8 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema tutorial 9 barras. . . . .	135
Tabela 9 – Avaliação do limite de MW do sistema tutorial 9 barras. . . . .	140
Tabela 10 – Avaliação do limite de contingências do sistema tutorial 9 barras.	141
Tabela 11 – Avaliação do limite de tensão do sistema tutorial 9 barras. . . . .	144
Tabela 12 – Avaliação do limite de Mvar do sistema tutorial 9 barras. . . . .	145
Tabela 13 – Avaliação do limite térmico do sistema tutorial 9 barras. . . . .	146
Tabela 14 – Tempo de construção da RSE com monitoração de perdas do sistema tutorial 9 barras. . . . .	149
Tabela 15 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema tutorial 9 barras pelo método convencional e pelo método adaptativo. . . . .	158
Tabela 16 – Principais características do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	162
Tabela 17 – Divisão dos grupos de geração do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	163
Tabela 18 – Limites de geração de potência ativa dos grupos de geração do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	163
Tabela 19 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	166
Tabela 20 – Avaliação do limite de MW do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	170
Tabela 21 – Avaliação do limite de contingências do sistema teste <i>New England</i> .	171
Tabela 22 – Avaliação do limite de tensão do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	171
Tabela 23 – Avaliação do limite de Mvar do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	172
Tabela 24 – Avaliação do limite térmico do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	173
Tabela 25 – Tempo de construção da RSE com monitoração de perdas do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	174
Tabela 26 – Modificações nos dados dos geradores do sistema teste <i>New England</i> para inclusão do parque eólico. . . . .	178
Tabela 27 – Comparação do tempo de construção da RSE com monitoração de geração intermitente do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	180

Tabela 28 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste <i>New England</i> pelo método convencional e pelo método adaptativo. . . . .	185
Tabela 29 – Principais características do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	188
Tabela 30 – Geração e demanda de potência ativa em dois pontos de operação do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	188
Tabela 31 – Divisão dos grupos de geração do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	189
Tabela 32 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	193
Tabela 33 – Avaliação do limite de MW do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	196
Tabela 34 – Avaliação do limite de contingências do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	197
Tabela 35 – Avaliação do limite de tensão do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	198
Tabela 36 – Barras candidatas a barra piloto do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	201
Tabela 37 – Geradores com maior sensibilidade para controlar a tensão da barra 4046. . . . .	202
Tabela 38 – Códigos de execução para leitura. . . . .	217
Tabela 39 – Opções de controle de execução para o código EXLF. . . . .	218
Tabela 40 – Opções de controle de execução para o código EXRS. . . . .	219
Tabela 41 – Parâmetros SciPy spsolve. . . . .	220
Tabela 42 – Opções de controle de execução de relatórios para o código EXLF. . . . .	226
Tabela 43 – Dados de barra do sistema tutorial 9 barras. . . . .	246
Tabela 44 – Limites de tensão das barras do sistema tutorial 9 barras. . . . .	246
Tabela 45 – Dados de geração do sistema tutorial 9 barras. . . . .	247
Tabela 46 – Dados dos circuitos do sistema tutorial 9 barras. . . . .	247
Tabela 47 – Lista de contingências do sistema tutorial 9 barras. . . . .	248
Tabela 48 – Dados de barra do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	249
Tabela 49 – Limites de tensão das barras do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	250
Tabela 50 – Dados de geração do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	251
Tabela 51 – Dados dos circuitos do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	251
Tabela 52 – Lista de contingências do sistema teste <i>New England</i> . . . . .	252
Tabela 53 – Dados de barra do sistema teste IEEE Nórdico no ponto de operação A. . . . .	253
Tabela 54 – Dados de barra do sistema teste IEEE Nórdico no ponto de operação B. . . . .	255
Tabela 55 – Limites de tensão das barras do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	257
Tabela 56 – Dados de geração do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	258
Tabela 57 – Dados dos circuitos do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	259
Tabela 58 – Lista de contingências do sistema teste IEEE Nórdico. . . . .	261

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>CAT</b>	Controle Automático de Tensão
<b>CEPEL</b>	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
<b>CIGRÉ</b>	<i>Conference International des Grands Reseaux Electriques a Haute Tension</i>
<b>CST</b>	Controle Secundário de Tensão
<b>DSA</b>	<i>Dynamic Security Assessment</i>
<b>EMS</b>	<i>Energy Management Systems</i>
<b>FACTS</b>	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
<b>FPG</b>	Fator de Participação por Grupo de Geração
<b>GUI</b>	<i>Graphical User Interface</i>
<b>FPI</b>	Fator de Participação Individual
<b>HPC</b>	<i>High Performance Computing</i>
<b>HVDC</b>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
<b>LTC</b>	<i>Load Tap Changer</i>
<b>MPI</b>	<i>Message Passing Interface</i>
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<b>PMU</b>	<i>Phasor Measurement Unit</i>
<b>PO</b>	Ponto de Operação
<b>POA</b>	Ponto de Operação Atual
<b>REXP</b>	Região Exportadora
<b>RIMP</b>	Região Importadora
<b>RSE</b>	Região de Segurança Estática
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<b>SEP</b>	Sistema Elétrico de Potência
<b>SIN</b>	Sistema Interligado Nacional
<b>SDSA</b>	<i>Static and Dynamic Security Assessment</i>
<b>SSA</b>	<i>Static Security Assessment</i>
<b>SSSA</b>	<i>Small Signal Security Assessment</i>
<b>TSA</b>	<i>Transient Security Assessment</i>
<b>VSA</b>	<i>Voltage Security Assessment</i>
<b>WAMS</b>	<i>Wide-Area Measurement System</i>



## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Passo angular
$\alpha_{km}$	Fator de participação do gerador “ $k$ ” em relação ao gerador “ $m$ ”
$\theta$	Ângulo da direção de transferência de geração
$\theta_0$	Ângulo da direção de transferência de geração inicial
$\theta_k$	Fase da barra “ $k$ ”
$\theta_{km}$	Diferença entre as fases das barras “ $k$ ” e “ $m$ ”
$\phi_{km}$	Ângulo de defasagem de transformador defasador para o circuito “ $km$ ”
$\Delta G_x$	Desvio de geração de potência ativa do grupo de geração $x$
$\Delta P_k$	Desvio de potência ativa da barra “ $k$ ”
$\Delta Q_k$	Desvio de potência reativa da barra “ $k$ ”
$a_{km}$	Relação de transformação entre as tensões das barras “ $k$ ” e “ $m$ ”
$b_{km}$	Susceptância série do circuito “ $km$ ”
$CAP_{max,G_x}$	Capacidade máxima de geração de potência ativa do grupo de geração $x$
$CAP_{lin}$	Capacidade de um circuito em MVA
$DSP_{base,G_x}$	Despacho de geração de potência ativa do grupo de geração $x$ no caso base
$FPG_x$	Fator de participação do grupo de geração $x$
$FPI_{ger,i}$	Fator de participação individual do gerador $i$
$FPR_{REXP}$	Fator de participação da região exportadora
$FPR_{RIMP}$	Fator de participação da região importadora
$g_{km}$	Condutância série do circuito “ $km$ ”
$G_x$	Grupo de geração $x$
$IS$	Índice de severidade para a monitoração de tensão, de geração de potência reativa ou de fluxo
$MVA$	Fluxo de potência aparente de um circuito
$N_{bus}$	Número de barras do sistema
$N_D$	Número de direções de transferência de geração
$N_{gen}$	Número de geradores do sistema
$N_{gen,G_x}$	Número de geradores do grupo de geração $x$
$N_{lin}$	Número de circuitos do sistema
$NV$	Número de violações
$P_0$	Balanco de potência ativa entre a carga demandada, geração das barras não incluídas em um grupo de geração e as perdas elétricas do sistema
$P_{G_x}$	Geração de potência ativa do grupo de geração $x$
$P_{G_x,POA}$	Geração de potência ativa do grupo de geração $x$ no $POA$
$P_{G_x,POA}^{(LIM)}$	Geração de potência ativa do grupo de geração $x$ no ponto de violação de um limite de segurança associado RSE do $POA$
$P_{ctg,k}$	Geração de potência ativa incremental ou decremental devido a contingência de geração aplicada na barra “ $k$ ”

$P_{G,k}$	Geração de potência ativa da barra “ $k$ ”
$P_{G,k}^{aum}$	Geração aumentada de potência ativa da barra “ $k$ ”
$P_{G,k}^{red}$	Geração reduzida de potência ativa da barra “ $k$ ”
$P_{G,k}^{WG}$	Geração de potência ativa do parque eólico da barra “ $k$ ”
$P_{G,REXP}^{LIM}$	Geração de potência ativa da região exportadora no ponto de operação de um limite de segurança
$P_{G,RIMP}^{LIM}$	Geração de potência ativa da região importadora no ponto de operação de um limite de segurança
$P_{G,REXP}^{POA}$	Geração de potência ativa da região exportadora no POA
$P_{G,RIMP}^{POA}$	Geração de potência ativa da região importadora no POA
$P_{G,T}$	Geração de potência ativa total do sistema
$P_{imp,cb}$	Geração de potência ativa da região importadora no caso base
$P_k^{inj}$	Potência ativa injetada na barra “ $k$ ”
$P_{km}$	Fluxo de potência ativa no sentido “ $km$ ”
$P_{L,k}$	Potência ativa demandada pela barra “ $k$ ”
$P_{loss,i}$	Perdas elétricas do circuito “ $i$ ”
$P_{loss,T}$	Perdas elétricas totais do sistema
$P_{loss}(\%)$	Perdas percentuais do sistema
$P_{step}$	Passo de transferência de geração
$P_{step}(\%)$	Passo percentual de transferência de geração
$P_{step}^{(new)}$	Passo de transferência de geração novo
$P_{step}^{(old)}$	Passo de transferência de geração anterior
$P_{trf}$	Montante de geração de potência ativa transferido da REXP para RIMP
$Q_G$	Geração de potência reativa
$Q_{G,MAX}$	Limite máximo de geração de potência reativa
$Q_{G,MIN}$	Limite mínimo de geração de potência reativa
$Q_k^{inj}$	Potência reativa injetada na barra “ $k$ ”
$Q_{L,k}$	Potência reativa demandada pela barra “ $k$ ”
$R_{step}$	Fator de redução de passo
$V$	Módulo da tensão
$V_k$	Módulo da tensão da barra “ $k$ ”
$V_k^{esp}$	Módulo especificado da tensão da barra “ $k$ ”
$V_{MAX}$	Limite máximo de tensão em condições normais de operação
$V_{MAX,E}$	Limite máximo de tensão em condições de emergência
$V_{MIN}$	Limite mínimo de tensão em condições normais de operação
$V_{MIN,E}$	Limite mínimo de tensão em condições de emergência
$VIOL$	Violação de tensão ou geração de potência reativa
$Z_{barra}$	Matriz Impedância Nodal

Neste trabalho as matrizes são em negrito e os vetores em negrito e sublinhados.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>27</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	27
1.2	MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS . . . . .	30
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO . . . . .	31
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO . . . . .	33
<b>2</b>	<b>AValiação DE SEGURANÇA EM SISTEMAS DE POTÊN- CIA . . . . .</b>	<b>34</b>
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	34
2.2	ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA . . . . .	36
2.3	ESTADOS DE OPERAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA . . . . .	40
2.4	SISTEMAS <i>ON-LINE</i> SDSA . . . . .	43
2.4.1	<b>Principais ferramentas de avaliação de segurança . . . . .</b>	<b>44</b>
2.4.2	<b>Principais componentes de sistemas <i>on-line</i> SDSA . . . . .</b>	<b>47</b>
2.4.3	<b>Instalações de sistemas <i>on-line</i> SDSA no Brasil e ao redor do mundo . . . . .</b>	<b>54</b>
2.5	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	57
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	60
<b>3</b>	<b>REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA . . . . .</b>	<b>62</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	62
3.2	PROCESSO DE CONSTRUÇÃO . . . . .	64
3.2.1	<b>Divisão do SEP em três grupos de geração . . . . .</b>	<b>65</b>
3.2.2	<b>Determinação das direções de transferência de geração e dos limites de segurança . . . . .</b>	<b>66</b>
3.2.2.1	<i>Direções de transferência de geração . . . . .</i>	<i>66</i>
3.2.2.2	<i>Limites de segurança . . . . .</i>	<i>68</i>
3.2.3	<b>Definição das regiões exportadora e importadora . . . . .</b>	<b>69</b>
3.2.3.1	<i>Ferramenta de cálculo da máxima transferência de potência entre duas regiões . . . . .</i>	<i>69</i>
3.2.3.2	<i>Cálculo da máxima transferência de potência entre três grupos de geração</i>	<i>72</i>
3.2.4	<b>Cálculo dos fatores de participação . . . . .</b>	<b>74</b>
3.2.4.1	<i>Fatores de participação por grupo de geração (FPGs) . . . . .</i>	<i>75</i>
3.2.4.2	<i>Fatores de participação individuais (FPIs) . . . . .</i>	<i>76</i>
3.3	ALGORITMO . . . . .	78
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	82

<b>4</b>	<b>UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA PARA MONITORAÇÃO DE PERDAS . . . . .</b>	<b>83</b>
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	83
4.2	LIMITE DE PERDAS . . . . .	83
4.2.1	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>83</b>
4.2.2	<b>Cálculo de perdas percentuais . . . . .</b>	<b>84</b>
4.2.3	<b>Implementação computacional . . . . .</b>	<b>86</b>
4.3	MAPA DE CALOR PARA PERDAS . . . . .	88
4.3.1	<b>Metodologia . . . . .</b>	<b>88</b>
4.3.2	<b>Implementação computacional . . . . .</b>	<b>90</b>
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	91
<b>5</b>	<b>UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE GERAÇÃO EÓLICA</b>	<b>93</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	93
5.2	LIMITE DE GERAÇÃO INTERMITENTE . . . . .	94
5.2.1	<b>Modelagem de parques eólicos . . . . .</b>	<b>94</b>
5.2.2	<b>Inserção do limite de geração intermitente na RSE . . . . .</b>	<b>96</b>
5.3	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL . . . . .	99
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	102
<b>6</b>	<b>REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA ADAPTATIVA . . . . .</b>	<b>103</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	103
6.2	METODOLOGIA . . . . .	104
6.2.1	<b>Cálculo do ângulo da direção de transferência de geração . . . . .</b>	<b>105</b>
6.2.2	<b>Ajuste do perfil de geração do sistema . . . . .</b>	<b>108</b>
6.2.3	<b>Teste de verificação de segurança . . . . .</b>	<b>110</b>
6.2.4	<b>Processo de identificação do limite de segurança . . . . .</b>	<b>111</b>
6.2.5	<b>Algoritmo de adaptação de um limite de segurança . . . . .</b>	<b>111</b>
6.3	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL . . . . .	113
6.3.1	<b>Verificar limites de segurança no caso base . . . . .</b>	<b>114</b>
6.3.2	<b>Verificar limites de segurança coincidentes ao limite de MW . . . . .</b>	<b>114</b>
6.3.3	<b>Processamento paralelo . . . . .</b>	<b>115</b>
6.3.4	<b>Arquitetura proposta . . . . .</b>	<b>116</b>
6.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	118
<b>7</b>	<b>REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA COM APLICAÇÃO DE CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO . . . . .</b>	<b>119</b>
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	119
7.2	METODOLOGIA . . . . .	120

7.2.1	<b>Determinação de áreas de controle de tensão</b> . . . . .	120
7.2.2	<b>Determinação de barras piloto e fatores de participação dos geradores</b> . . . . .	121
7.2.3	<b>Formulação matemática do controle secundário de tensão</b> . . .	122
7.3	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> . . . . .	123
<b>8</b>	<b>RESULTADOS</b> . . . . .	<b>124</b>
8.1	<b>CONSIDERAÇÕES INICIAIS</b> . . . . .	124
8.2	<b>SISTEMA TUTORIAL 9 BARRAS</b> . . . . .	124
8.2.1	<b>Validação dos resultados</b> . . . . .	126
8.2.1.1	<i>Validação do fluxo de potência do caso base</i> . . . . .	126
8.2.1.2	<i>Validação do processo de construção da região de segurança estática</i> . . .	127
8.2.2	<b>Estudos</b> . . . . .	132
8.2.2.1	<i>Região de segurança estática convencional</i> . . . . .	133
8.2.2.2	<i>Região de segurança estática com monitoração de perdas</i> . . . . .	147
8.2.2.3	<i>Região de segurança estática adaptativa</i> . . . . .	153
8.3	<b>SISTEMA TESTE NEW ENGLAND</b> . . . . .	161
8.3.1	<b>Definição dos parâmetros construtivos</b> . . . . .	162
8.3.2	<b>Estudos</b> . . . . .	164
8.3.2.1	<i>Região de segurança estática convencional</i> . . . . .	166
8.3.2.2	<i>Região de segurança estática com monitoração de perdas</i> . . . . .	172
8.3.2.3	<i>Região de segurança estática com monitoração de geração intermitente</i> .	176
8.3.2.4	<i>Região de segurança estática adaptativa</i> . . . . .	181
8.4	<b>SISTEMA TESTE IEEE NÓRDICO</b> . . . . .	186
8.4.1	<b>Definição dos parâmetros construtivos</b> . . . . .	188
8.4.2	<b>Estudos</b> . . . . .	189
8.4.2.1	<i>Região de segurança estática convencional</i> . . . . .	189
8.4.2.2	<i>Região de segurança estática com monitoração de perdas</i> . . . . .	198
8.4.2.3	<i>Região de segurança estática com aplicação do controle secundário de tensão</i> . . . . .	199
<b>9</b>	<b>CONCLUSÕES FINAIS</b> . . . . .	<b>206</b>
9.1	<b>CONSIDERAÇÕES GERAIS</b> . . . . .	206
9.2	<b>TRABALHOS FUTUROS</b> . . . . .	208
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	<b>209</b>
	<b>APÊNDICE A – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL</b> .	<b>215</b>

ANEXO A – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA TUTORIAL 9 BARRAS . . . . .	246
ANEXO B – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA TESTE <i>NEW ENGLAND</i> . . . . .	249
ANEXO C – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA TESTE IEEE NÓRDICO . . . . .	253

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A avaliação de segurança em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) é um tema bastante relevante para o setor elétrico como um todo e tem sido aprimorada ao longo dos anos, especialmente nas duas últimas décadas, devido aos avanços tecnológicos e à necessidade, cada vez maior, de uma monitoração constante do estado de operação dos SEPs, a fim de prevenir que o fornecimento de energia elétrica seja interrompido.

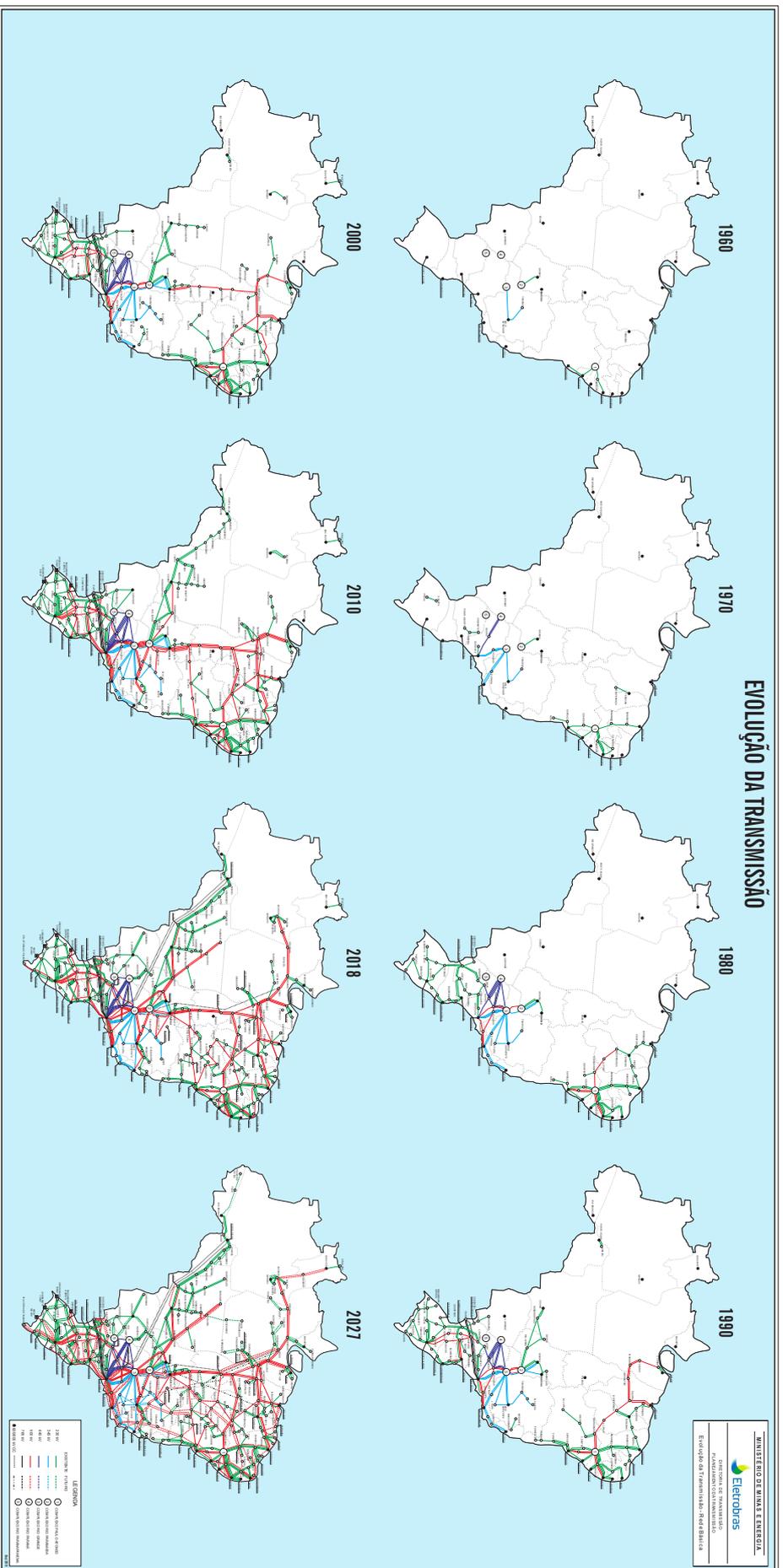
No início dos anos 2000, SEPs de grande porte na América do Norte e na Europa sofreram quedas em cascata em seus sistemas de transmissão e geração, resultando no pior cenário possível: o blecaute. Diversos motivos levaram tais sistemas a essa situação, porém foi identificado que a essência do problema se encontrava na instabilidade de tensão. Por sua vez, o problema de instabilidade de tensão não é algo novo, mas o aumento em seu grau de severidade por conta de uma série de fatores, fez com que os mecanismos de prevenção a blecautes adquirissem ainda mais prioridade no cenário moderno ([ANDERSSON \*et al.\*, 2005](#); [MAKAROV \*et al.\*, 2005](#)).

Alinhado ao aumento do consumo de energia elétrica, surgiu a dificuldade de se expandir os sistemas de transmissão, seja por questões econômicas ou ambientais. Como consequência, os sistemas modernos começaram a operar cada vez mais próximos de seus limites de carregamento. Por outro lado, o aumento na complexidade e dimensão dos SEPs fez com que não fosse mais possível garantir os níveis adequados de segurança de um SEP apenas com compensações na rede, como era feito no passado. Esse conjunto de fatores tem relação direta com a margem de estabilidade de tensão dos SEPs e os blecautes ocorridos no início dos anos 2000.

O sistema elétrico brasileiro, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), é um excelente exemplo de como um SEP pode evoluir ao longo do tempo, crescendo tanto em dimensão quanto em complexidade. A Figura 1 apresenta a evolução do sistema de transmissão do SIN desde 1960, quando o sistema elétrico brasileiro era caracterizado por sistemas isolados, até o horizonte de 2027, onde se pode observar que o SIN irá cobrir quase todo o território nacional através de linhas transmissão com extensões continentais ([ELETROBRAS, 2020](#)).

Outros fatores também têm contribuído para o aumento da complexidade da operação e do planejamento dos SEPs atuais. Primeiramente, pode-se citar as alterações de um modelo verticalmente integrado para um modelo horizontal, onde a geração, transmissão e distribuição de energia estão muitas vezes sob o controle de diversos agentes independentes. Além disso, a diversificação da matriz energética, com um grande aumento de fontes de energia não controláveis, também cotribuem para o crescimento da complexidade das fases de operação e planejamento ([MORISON; WANG; KUNDUR, 2004](#); [ANEEL, 2008](#)).

Figura 1 – Evolução do Sistema Interligado Nacional.

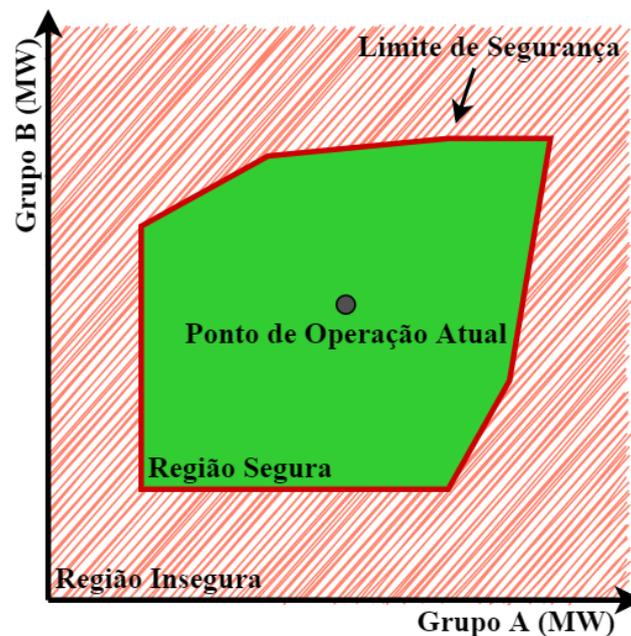


Fonte: Retirado de [Elektrobras \(2020\)](#).

Dadas essas premissas, destaca-se a necessidade de um constante aprimoramento de ferramentas computacionais aplicadas à avaliação de segurança de SEPs, especialmente em relação à estabilidade, que operam cada vez mais próximos de seus limites. A utilização de ferramentas computacionais para uma monitoração constante do estado de operação de um SEP, avaliando o risco de violação de restrições físicas e/ou operacionais, mostrou-se como uma alternativa eficiente para elevar os níveis de confiabilidade a um custo acessível (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; MORISON; WANG; HAMADANI, 2006).

A identificação de uma região de operação segura para um SEP através de ferramentas computacionais é indispensável neste contexto. As chamadas regiões de segurança, capazes de mostrar graficamente os limites de segurança de um SEP sob diversos critérios de avaliação, merecem ser destacadas e são o tema principal deste trabalho. A Figura 2 apresenta um nomograma meramente ilustrativo de uma região de segurança que, por sua vez, é um gráfico que apresenta diferentes combinações de despacho entre grupos de geração, mantendo a carga constante, demonstrando os possíveis pontos de operação que um sistema pode assumir (SARMIENTO *et al.*, 2009). A região de operação segura (em verde) é formada em torno do ponto de operação atual (POA) de um SEP fictício, tal região é delimitada por um limite de segurança (em vermelho). Destaca-se que os eixos que formam o plano em que está inserida a região de operação segura são referentes às gerações de potência ativa, em MW, de dois grupos de geração.

Figura 2 – Nomograma ilustrativo de uma região de segurança.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Através do nomograma da Figura 2 é possível realizar uma análise de como poderia-se modificar o perfil de geração do sistema, através do aumento ou redução da geração dos grupos A e B, sem que o sistema viole o limite de segurança. Por sua vez, os limites de segurança (no exemplo foi apresentado apenas um único limite) podem representar diversas grandezas do sistema, desde o limite dos módulos das tensões das barras do sistema até o limite de máxima transferência de geração entre os grupos A e B.

## 1.2 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Nas últimas décadas, a utilização de regiões de segurança para avaliação da segurança de sistemas de potência tem comprovado o quanto esse tipo ferramenta é importante na complementação de análises relativas às fases de planejamento e operação de SEPs modernos. Os nomogramas possibilitam analisar graficamente as distâncias entre um ponto de operação de um SEP e seus limites segurança, permitindo observar o quão seguro tal sistema se encontra e os possíveis pontos de operação que esse sistema pode transitar sem que sua segurança seja comprometida. No Brasil, dois *softwares* são capazes de gerar as regiões de segurança. O primeiro é chamado ORGANON, adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seu sistema *on-line* de avaliação de segurança do SIN; e o segundo é o programa ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) (NETO *et al.*, 2010; CEPEL, 2019).

Este trabalho tem como foco as chamadas Regiões de Segurança Estática (RSEs) que, por sua vez, estão associadas à avaliação de segurança em regime permanente de sistemas de potência e têm como base a utilização de fluxos de potência em seu processo construtivo. Pareto (2016) destaca que a literatura existente sobre o tema não apresenta muitos detalhes sobre os algoritmos para construção de RSEs, o que pode dificultar a introdução deste tema a novos pesquisadores. Portanto, um dos objetivos deste trabalho é apresentar em detalhes um método de construção de RSEs, com base nas informações propostas por Almeida (2011), enfatizando os principais aspectos do algoritmo. Destaca-se que a metodologia apresentada por Almeida (2011) serviu como referência para a implementação das RSEs no programa ANAREDE e, portanto, esse *software* foi utilizado para validação dos algoritmos apresentados neste trabalho.

Além de detalhar o algoritmo de construção de RSEs, este trabalho também propõe metodologias para o aprimoramento das análises de segurança que podem ser extraídas de uma RSE. A primeira metodologia proposta está associada à monitoração de perdas elétricas através de RSEs, realizada através da inclusão de um limite de perdas percentuais e um mapa de calor para demonstrar a variação das perdas ao longo da RSE. Já uma segunda metodologia está relacionada à inclusão de um novo limite de segurança, chamado de limite de geração intermitente, para avaliar, através de RSEs, o impacto da intermitência da geração eólica na segurança de SEPs.

Por outro lado, uma RSE está associada a um ponto de operação sujeito a condições específicas, tanto pela potência demandada quanto pelas restrições de segurança e operação. Logo, o tempo computacional gasto durante a construção de uma RSE é algo determinante para aplicações em tempo real, uma vez que, se o processo construtivo for demasiadamente longo, o ponto de operação do sistema será significativamente alterado e a RSE associada àquele ponto não terá mais aplicação. Com essa premissa, um outro objetivo deste trabalho é apresentar um método alternativo de construção que tem como principal característica realizar a adaptação de uma RSE de um ponto de operação anterior a uma nova condição de operação. Tal metodologia de construção foi batizada de RSE Adaptativa.

O processo construtivo de uma RSE é diretamente afetado pela inclusão de dispositivos de controle na solução do problema de fluxo de potência, onde pode-se destacar o Controle Secundário de Tensão (CST) pela sua atuação no perfil de tensão de uma área do sistema. Logo, também é objeto de estudo deste trabalho, a aplicação do CST na construção de uma RSE de forma a aumentar as margens de segurança do limite de tensão dos nomogramas. As áreas de controle de tensão podem ser associadas às áreas em que os grupos de geração de uma RSE estão inseridos. É demonstrado que a aplicação do CST pode aumentar consideravelmente a região segura de operação de uma RSE.

Um objetivo secundário deste trabalho é apresentar uma ferramenta computacional desenvolvida em Python para análise de redes em ambiente acadêmico. A elaboração desta ferramenta foi motivada pelo fato de que muitos pesquisadores têm a necessidade de implementar suas próprias ferramentas como, por exemplo, o fluxo de potência, para subsidiarem pesquisas mais complexas, seja por conta de requisitos específicos ou pela limitação de versões acadêmicas dos *softwares* disponíveis. O tempo demandado na implementação de tais ferramentas poderia ser empregado na elaboração dos estudos específicos desses pesquisadores. Desta forma, o desenvolvimento da ferramenta de análise de redes apresentada neste trabalho tem como intuito possibilitar a reutilização e modificação de códigos específicos (como fluxos de potência, rotinas de monitoração e, neste caso, a construção de RSEs) por parte de outros pesquisadores e, inclusive, permitir a contribuição e a melhoria desta ferramenta, a fim de que no futuro seja disponibilizada uma versão bem consolidada para uso acadêmico.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além deste Capítulo introdutório, esta dissertação foi dividida da seguinte maneira:

- a) no Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre a avaliação de segurança em sistemas de potência. São apresentadas informações sobre a estabilidade em sistemas de potência, os estados de operação que um SEP pode assumir durante sua operação em tempo real, os sistemas *on-line* SDSA (do inglês, *Static and Dynamic*

*Security Assessment*) e, finalmente, uma revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos relacionados à regiões de segurança;

- b) após a contextualização sobre avaliação de segurança em sistemas de potência, o Capítulo 3 apresenta uma revisão sobre RSEs e seu processo construtivo, ressaltando os principais detalhes para desenvolvimento de um algoritmo para construção de RSEs;
- c) nos Capítulos 4 e 5 são apresentadas duas novas metodologias para avaliação de segurança através de RSEs. No Capítulo 4 é desenvolvida uma metodologia para monitoração de perdas elétricas, onde um mapa de calor exibe a variação das perdas através dos nomogramas de uma RSE. Já o Capítulo 5 apresenta uma metodologia para avaliação do impacto da geração eólica através da proposta de um limite de geração intermitente;
- d) no Capítulo 6 é apresentada a chamada RSE Adaptativa, que se trata de uma metodologia desenvolvida para adaptar os limites de segurança de uma RSE de um ponto de operação a partir de informações de uma RSE de um ponto de operação anterior. Esse método visa ganho de tempo computacional em relação à metodologia convencional do Capítulo 3;
- e) o Capítulo 7 contém uma breve revisão sobre o CST, onde se descreve a metodologia utilizada para determinação das barras piloto do sistema e como o CST é aplicado no processo construtivo das RSEs de forma a aumentar as margens de segurança do sistema;
- f) o Capítulo 8 apresenta os resultados obtidos pela aplicação das metodologias dos Capítulos anteriores. São apresentados resultados obtidos em simulações com sistemas teste de pequeno e médio porte;
- g) finalmente, o Capítulo 9 traz as conclusões finais do trabalho em relação às funcionalidades e melhorias propostas para construção e aplicação de RSEs. São apontadas as vantagens e desvantagens das estratégias propostas, evidenciando as contribuições desta dissertação e as possibilidades de trabalhos futuros;
- h) o Apêndice A apresenta detalhes sobre o desenvolvimento da ferramenta computacional para análise de redes, considerando a construção automatizada de RSEs;
- i) os Anexos A, B e C trazem os dados dos SEPs utilizados nas simulações realizadas durante a elaboração deste trabalho.

#### 1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTE TRABALHO

A seguir, são apresentados os artigos desenvolvidos durante as pesquisas realizadas para elaboração desta dissertação e publicados em anais de congresso:

- a) **TAVELA, F. M.; AVILA, O. F.; PASSOS FILHO, J. A. Assessment of Power System Electrical Losses through Static Security Regions.** *XIII Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission (CLAGTEE)*, Santiago. 2019;
- b) **TAVELA, F. M.; AVILA, O. F.; PASSOS FILHO, J. A. Utilização de Regiões de Segurança para Avaliação do Impacto de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência.** *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Santo André. 2020.

## 2 AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

SEPs modernos têm operado em níveis de estresse cada vez maiores devido ao processo de desregulamentação e à dificuldade de se expandir o sistema de transmissão, fazendo com que a ocorrência de contingências críticas levem a violações dos limites seguros de operação e até mesmo desencadeiem problemas graves de estabilidade. Contingências críticas podem resultar em impactos adversos no sistema em termos de vários problemas de segurança, determinados pelo tipo do distúrbio e seu grau de severidade (DIAO; VITTAL; LOGIC, 2009). Além disso, o crescimento natural de SEPs, tanto em dimensão quanto em complexidade em decorrência do aumento da demanda de energia elétrica, também tem trazido uma série de desafios em relação à segurança do ponto de vista da operação (HENRIQUES *et al.*, 2011). Tais desafios foram evidenciados durante os blecautes que ocorreram no início dos anos 2000 na Europa e na América do Norte. Andersson *et al.* (2005) e Makarov *et al.* (2005) apresentam análises e uma generalização do cenário em que esses blecautes estavam inseridos, onde é destacado que a prevenção de blecautes é uma peça fundamental para a operação segura de SEPs modernos.

A prevenção de blecautes, além de complexa, é de difícil resolução em um intervalo de tempo adequado, principalmente por questões financeiras. Morison, Wang e Hamadani (2006) afirmam que, por conta do mercado e de questões ambientais, acredita-se que os SEPs não irão retornar ao estado onde sua confiabilidade era garantida como uma consequência de reforços no sistema de transmissão e da adequação da geração, pois essa estratégia se tornou inviável economicamente, conforme os sistemas foram se desenvolvendo.

A necessidade de aumentar o grau de segurança dos SEPs, a fim de garantir que sua confiabilidade esteja dentro de patamares aceitáveis, levou ao desenvolvimento de ferramentas computacionais para avaliação de segurança em tempo real. Tais ferramentas têm um custo acessível e podem ser implementadas em um intervalo de tempo adequado, proporcionando melhorias significativas na performance do sistema através de uma monitoração contínua de seu estado de operação, e garantindo que as margens de segurança sejam respeitadas (MORISON; WANG; HAMADANI, 2006). Diao, Vittal e Logic (2009) ressaltam que a medida mais precisa e prática para avaliar os diferentes problemas de segurança de um SEP é através de ferramentas de simulação que modelem adequadamente os componentes do sistema. No entanto, o método de análise em tempo real ainda hoje é um grande desafio devido à não linearidade dos sistemas e aos tempos computacionais envolvidos na solução do problema.

Por outro lado, Assis (2007) destaca que a avaliação de segurança de SEPs tem sido tradicionalmente realizada em estudos de planejamento da operação, tanto em regime permanente quanto transitório. Ou seja, avaliar a segurança de um SEP em ambiente

*off-line* era suficiente para o garantir os requisitos mínimos de segurança. Esse tipo de avaliação tem por objetivo mensurar o risco de instabilidade do sistema verificando, para um dado ponto de operação, se a ocorrência de perturbações poderia acarretar em violações de margens de segurança do sistema ou até mesmo levar a interrupção do fornecimento de energia. Entretanto, durante a operação em tempo real, podem ocorrer situações que não foram previstas durante os estudos de planejamento, o que pode colocar o sistema em uma situação de risco (ALMEIDA, 2011). Portanto, pode-se avaliar que não é mais uma opção viável basear-se apenas em ferramentas computacionais em ambiente *off-line* para avaliar a segurança de um SEP de grande porte.

Com a revolução tecnológica das últimas décadas, a computação de alto desempenho, do inglês *High Performance Computing* (HPC), também evoluiu, permitindo uma série de novas aplicações em sistemas de potência. Se, por um lado, a HPC evoluiu muito, por outro, a inserção de novos dispositivos e tecnologias em SEPs, como fontes alternativas de energia e o armazenamento e geração de energia distribuída, fez com que a modelagem desses sistemas se tornasse mais complexa e requeresse capacidades de processamento cada vez maiores (GREEN; WANG; ALAM, 2011). Falcao, Borges e Taranto (2013) apresentam uma revisão das principais áreas de aplicação da HPC em sistemas de potência, incluindo a avaliação de segurança em tempo real. Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) destacam que a performance ainda é um entrave no desenvolvimento de ferramentas computacionais aplicadas a SEPs, devido à complexidade de sua modelagem; porém já é possível que ferramentas eficientes para avaliação de segurança em tempo real sejam implementadas.

De acordo com CIGRÉ (2007), a avaliação de segurança em sistemas de potência pode ser classificada conforme as diferenças entre os métodos de análise necessários, podendo ser dividida entre a avaliação de segurança estática, do inglês *Static Security Assessment* (SSA), e a avaliação de segurança dinâmica, do inglês *Dynamic Security Assessment* (DSA). A seguir, estão as descrições referentes aos sistemas SSA e DSA:

- a) **Sistema SSA:** engloba ferramentas que verificam se os níveis de tensão das barras (ou de um conjunto pré-definido de barras) e os fluxos de potências dos circuitos (linhas de transmissão e transformadores) estão dentro de faixas aceitáveis para a operação segura do SEP. Tais análises devem levar em conta o efeito de contingências de forma que os critérios de segurança em regime permanente sejam respeitados, mesmo que haja a perda de algum elemento do sistema. Ou seja, o sistema será estaticamente seguro se os níveis de tensão das barras e os fluxos dos circuitos estiverem dentro dos limites de segurança em um estado de operação pós-contingência, considerando que a transição entre os estados de operação pré-contingência e pós-contingência não sofreu qualquer fenômeno de instabilidade em qualquer parte do sistema. Usualmente, um sistema SSA baseia-se na solução do problema de fluxo de potência (CIGRÉ, 2007; ASSIS, 2007);

- b) **Sistema DSA:** abrange ferramentas que analisam as diferentes formas de estabilidade em SEPs, considerando essencialmente a estabilidade transitória, a estabilidade de tensão e a estabilidade de pequenos sinais. Um sistema DSA deve avaliar a estabilidade do sistema, de forma a garantir qualidade do processo de transição entre os estados de pré-contingência e pós-contingência. Neste caso, um sistema DSA visa a garantir que o SEP estará em um estado de operação estável, após a contingência ocorrer, e que os transitórios causados devido à contingência irão ser amortecidos, com pequena amplitude e com baixo impacto na qualidade do serviço. Um sistema DSA utiliza ferramentas baseadas tanto no fluxo de potência quanto no domínio do tempo (CIGRÉ, 2007; ASSIS, 2007).

A avaliação de segurança estática e dinâmica, do inglês *Static and Dynamic Security Assessment* (SDSA), combina as características dos sistemas SSA e DSA, e será a nomenclatura adotada neste trabalho para ferramentas que avaliem a segurança de SEP em todos seus aspectos.

Alinhada à evolução da HPC e à necessidade de utilização de ferramentas para avaliação de segurança em tempo real, tornou-se necessário que os sistemas SDSA não fossem mais apenas aplicados a ambientes *off-line*. Logo, surgiram os chamados sistemas *on-line* SDSA, capazes de monitorar SEPs em tempo real em centros de operação. De acordo com Andersson *et al.* (2005), uma das conclusões para redução do risco de blecautes é a utilização de ferramentas para avaliação de segurança em tempo real, com o objetivo de que a tomada de decisões e ações corretivas seja aplicada em um intervalo de tempo adequado.

De forma a contextualizar o tema deste trabalho, neste capítulo é realizada uma revisão de conceitos indispensáveis para compreender como é realizada a avaliação de segurança em tempo real de SEPs. Primeiramente, são apresentados os conceitos de estabilidade e sua relação com a confiabilidade e segurança de SEPs, assim como uma classificação dos tipos de instabilidade a que os SEPs estão sujeitos experimentar. Em seguida, é apresentado como a análise dos estados de operação de um SEP é realizada em um centro de operação, onde são abordadas as causas e as ações que podem levar um sistema a transitar entre estados de operação. Logo depois, é apresentada uma revisão detalhada de como é realizada a avaliação de segurança em tempo real de SEPs, através de sistemas *on-line* SDSA. E, finalmente, a última seção apresenta uma revisão bibliográfica a respeito dos principais trabalhos dos últimos anos com relação as regiões de segurança.

## 2.2 ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

SEPs possuem características altamente não lineares, especialmente quando se leva em consideração o ambiente de constante mudança ao qual estão inseridos, em que carga,

geração e parâmetros operacionais variam continuamente. Além disso, tais sistemas estão sujeitos a um amplo conjunto de perturbações, sejam elas pequenas ou grandes. Logo, a estabilidade em sistemas de potência depende diretamente das condições de operação iniciais de um sistema, assim como da natureza da perturbação que tal sistema experimenta (KUNDUR *et al.*, 2004).

Definir e classificar a estabilidade em sistemas de potência é um problema antigo, conforme observado por Kundur *et al.* (2004). Ao longo dos anos, vários relatórios sobre o tema foram desenvolvidos por forças tarefas do CIGRÉ (*Conference International des Grands Reseaux Electriques a haute tension*) e IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) (CRARY; HERLITZ; FAVEZ, 1948; CIGRÉ, 1966; BARBIER; CARPENTIER; SACCOMANNO, 1978; WEHENKEL *et al.*, 1982). Entretanto, apenas em 2004, uma nova força tarefa foi realizada em conjunto pelo CIGRÉ e IEEE a fim de definir, de forma mais precisa, os conceitos relacionados a esse tema. Conforme apresentado por (KUNDUR *et al.*, 2004), define-se:

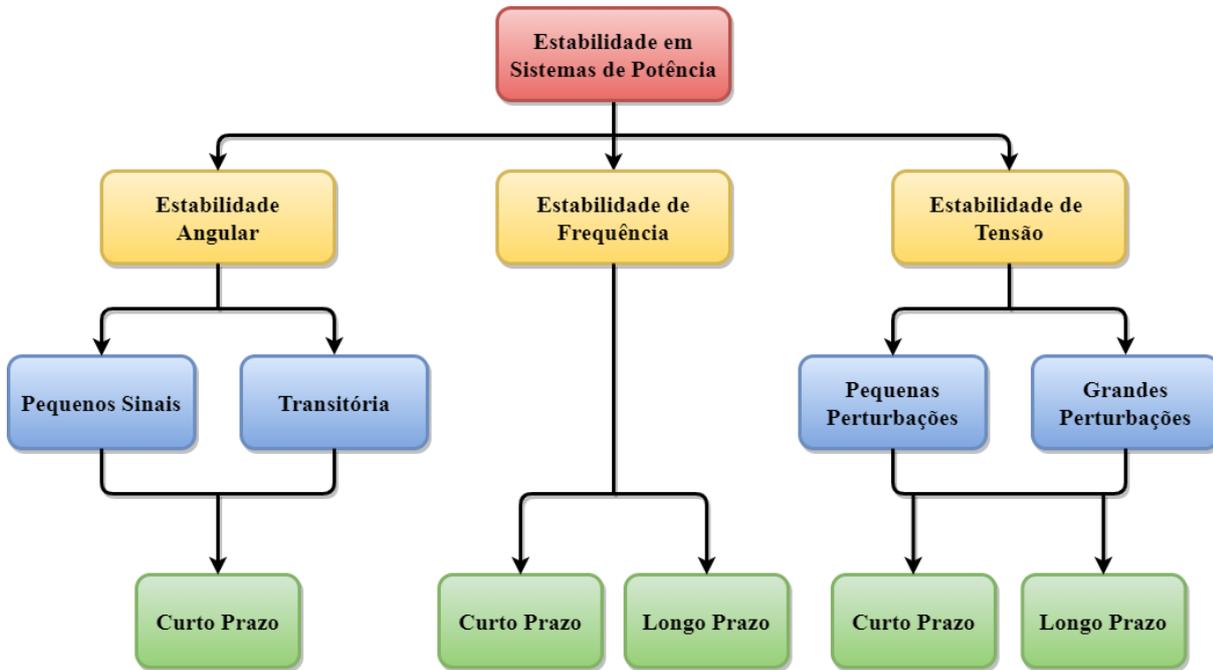
“Estabilidade em sistemas de potência é a capacidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição de operação inicial, recuperar o estado de equilíbrio operacional após ser submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis do sistema dentro de seus respectivos limites operacionais a fim de que o sistema como um todo permaneça intacto.”

A estabilidade em sistemas de potência é essencialmente um problema único. Porém, as várias formas de instabilidade a que um SEP pode estar sujeito não podem ser compreendidas e analisadas com eficiência se tratadas assim. Portanto, para analisar problemas específicos é interessante que sejam realizadas simplificações de acordo com o grau de detalhamento necessário para a representação do sistema e a aplicação de técnicas analíticas adequadas, justificando a necessidade de um sistema de classificação (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). A Figura 3 apresenta um panorama geral de como a estabilidade em sistemas de potência pode ser classificada em categorias e subcategorias, de acordo com Kundur *et al.* (2004).

Segundo Kundur *et al.* (2004), a classificação apresentada na Figura 3 é baseada nas seguintes considerações:

- a) na natureza física proveniente do tipo de instabilidade, indicada pela principal variável do sistema em que a instabilidade pode ser observada;
- b) na extensão da perturbação considerada, que tem influência direta no método de cálculo e previsão da estabilidade;
- c) os dispositivos, processos e o período de tempo devem ser levados em consideração para avaliar a estabilidade.

Figura 3 – Classificação de estabilidade em sistemas de potência.



Fonte: Adaptado de Kundur *et al.* (2004).

Pode-se observar, na Figura 3, que a estabilidade em sistemas de potência pode ser classificada em três categorias principais: estabilidade angular, estabilidade de frequência e estabilidade de tensão.

A estabilidade angular refere-se à capacidade de máquinas síncronas, conectadas a um SEP, de permanecerem em sincronismo após sofrerem uma perturbação. Está diretamente relacionada à capacidade de cada máquina síncrona de manter ou restaurar o equilíbrio entre o conjugado eletromagnético e o conjugado mecânico. Esta estabilidade pode ocorrer para pequenas e grandes perturbações, e tem duração de curto prazo da ordem de alguns segundos. A estabilidade angular para grandes perturbações também é conhecida como estabilidade transitória. Já a estabilidade angular para pequenas perturbações pode ser chamada de estabilidade em regime permanente ou estabilidade de pequenos sinais (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; KUNDUR *et al.*, 2004).

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um SEP de manter sua frequência constante após uma perturbação que resulte em um desequilíbrio significativo entre geração e carga. Está relacionada à capacidade do sistema de manter ou restaurar o equilíbrio entre geração e carga, garantindo o mínimo desligamento não intencional de carga possível. A instabilidade resultante ocorre na forma de oscilações na frequência do sistema, levando ao desligamento de unidades geradoras e/ou cargas. Os eventos podem ser de curto prazo, durando uma fração de segundos, ou de longo prazo, podendo chegar a minutos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; KUNDUR *et al.*, 2004).

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um SEP de manter as tensões de todas as barras dentro dos limites de operação, após a ocorrência de uma perturbação em uma dada condição de operação inicial. Depende da capacidade do sistema de manter ou restaurar o equilíbrio entre a carga demandada e a carga suprida. A instabilidade ocorre na forma de queda ou aumento progressivo dos módulos das tensões de algumas barras. Um possível resultado da instabilidade de tensão é a perda da carga em uma área ou abertura de linhas de transmissão e outros dispositivos devido à atuação de seus sistemas de proteção, levando a interrupções em cascata, podendo chegar a um blecaute. O termo colapso de tensão é frequentemente utilizado para se referir à instabilidade de tensão acompanhada de uma sequência de eventos que levam a um blecaute ou a uma queda anormal na tensão em uma porção significativa do sistema. A estabilidade de tensão pode ocorrer devido a pequenas e grandes perturbações em intervalos de tempo curtos e longos, podendo durar desde alguns segundos até algumas dezenas de minutos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; KUNDUR *et al.*, 2004; CUTSEM; VOURNAS, 2007).

Definidos os conceitos de estabilidade em sistemas de potência se faz necessário discutir sua relação com a confiabilidade e segurança em SEPs. As respectivas definições para estes termos, segundo Kundur *et al.* (2004), podem ser vistas a seguir:

“A confiabilidade de um sistema de potência está associada à probabilidade de operá-lo de forma satisfatória a longo prazo. Denota a capacidade de fornecer serviços de eletricidade adequados continuamente, com poucas interrupções durante um período de tempo prolongado.”

“A segurança de um sistema de potência refere-se ao grau de risco na sua capacidade de sobreviver a perturbações iminentes (contingências) sem a interrupção do serviço ao cliente. Relaciona-se à robustez do sistema a perturbações iminentes e, portanto, depende das condições operacionais do sistema assim como das possíveis contingências decorrentes de tais perturbações.”

Confiabilidade é um dos objetivos principais durante o projeto e operação de um SEP. Se um sistema é capaz de atingir uma nova condição de operação após uma perturbação, independente do grau de severidade, pode-se dizer que ele é estável. Já do ponto de vista de segurança, um sistema pode ser estável e seguro ou estável e inseguro, o que depende das condições de operação e da robustez do sistema. Para que um sistema seja confiável é necessário que ele seja estável e seguro durante um longo período de tempo. Logo, o período de observação se mostra como um fator indispensável para a definição de um sistema como confiável (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

## 2.3 ESTADOS DE OPERAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

A função de um SEP é converter energia a partir dos recursos disponíveis na natureza e transportá-la até os consumidores. Logo, o papel dos centros de operação é supervisionar os sistemas de maneira a garantir uma operação segura através de ações de controle da operação e permitir que a energia seja entregue ao consumidor de forma contínua, acompanhando as demandas de carga ativa e reativa, com o mínimo custo e o menor impacto a natureza possível, e com os padrões de qualidade adequados. Tais requisitos podem ser alcançados satisfatoriamente através da aplicação de diversos níveis de controle envolvendo uma complexa cadeia de dispositivos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

De acordo com Monticelli (1983), as funções de um centro de operação podem ser divididas em três grupos: controle de geração, sistema supervisorio e operação em tempo real. O controle de geração trata da regulação da frequência e dos intercâmbios, atuando no balanço de energia do sistema e garantindo um equilíbrio entre geração, demanda e perdas elétricas. Por outro lado, o sistema de supervisão e aquisição de dados (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* – SCADA) tem como objetivo transmitir aos centros de operação informações lógicas e analógicas sobre o estado atual do sistema, obtidas através de estações remotas. A operação em tempo real é uma extensão do sistema SCADA e permite a avaliação da segurança do SEP e a execução das medidas de segurança adequadas.

Considerando um SEP operando em regime permanente, pode-se definir um conjunto de restrições de carga, de operação e de segurança, conforme as Equações (2.1), (2.2) e (2.3), respectivamente. As restrições de carga (Equação (2.1)) representam as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga e as injeções de potência ativa nas barras de geração. Dentre as restrições de operação (Equação (2.2)) estão os limites impostos aos módulos das tensões nas barras, aos fluxos de potência aparente em linhas de transmissão e transformadores e às gerações de potência reativa dos geradores do sistema. Por fim, as chamadas restrições de segurança (Equação (2.3)) estão associadas a um conjunto pré-estabelecido de possíveis contingências de linhas, transformadores, geradores e capacitores/reatores *shunt* (MONTICELLI, 1983).

$$\text{restrições de carga: } \underline{g}(\underline{x}) = 0 \quad (2.1)$$

$$\text{restrições de operação: } \underline{h}(\underline{x}) \leq 0 \quad (2.2)$$

$$\text{restrições de segurança: } \underline{s}(\underline{x}) \leq 0 \quad (2.3)$$

em que  $g$ ,  $h$  e  $s$  são funções vetoriais das variáveis de estado  $x$ , sendo que em  $s$  estão contidas todas as restrições de carga e operação referentes à lista de contingências.

Monticelli (1983) ainda ressalta que os limites de operação do sistema e de equipamentos podem ser violados por algum tempo, principalmente em situações de emergência. Exemplos seriam a capacidade térmica de uma linha de transmissão ou o carramento máximo de um transformador que, em situações de sobrecarga seriam diferentes para um período de minutos em comparação com um período de horas.

Em relação à lista de contingências, Monticelli (1983) destaca que é praticamente inviável a inclusão de todas as contingências possíveis, sendo normalmente incluídas contingências simples e um número limitado de contingências múltiplas. E como não existem critérios bem estabelecidos para elaboração dessa lista de contingências, podem ser levadas em consideração, por exemplo, a experiência prévia com o sistema, as probabilidades de falhas ocorrerem e o grau de severidade das falhas.

A partir das definições das restrições de carga, de operação e de segurança, Monticelli (1983) define quatro estados de operação para SEPs:

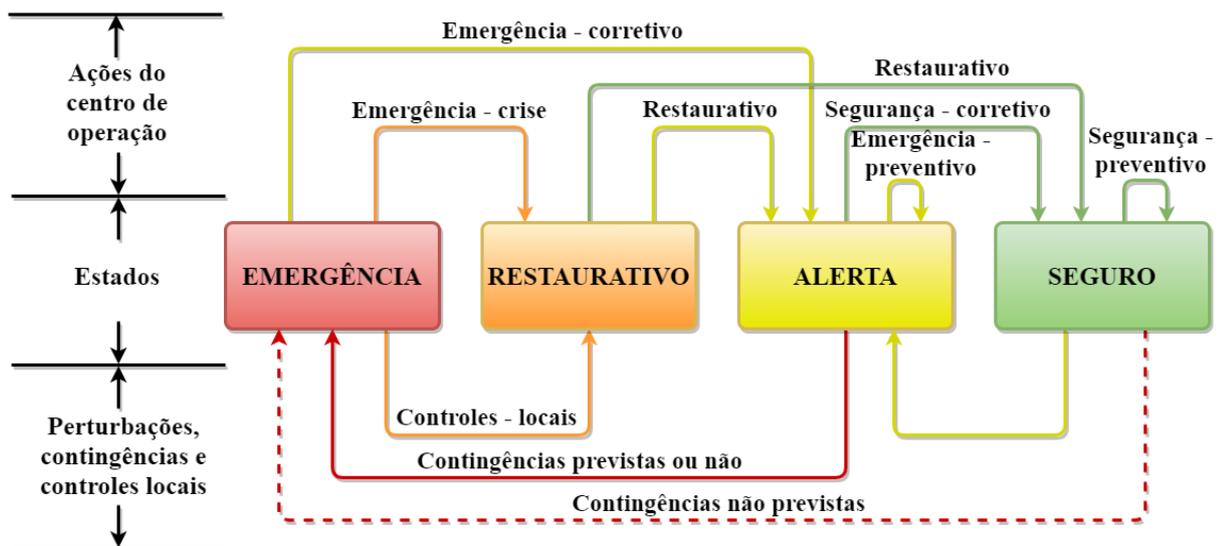
- a) **estado seguro:** também conhecido como estado normal-seguro, são obedecidos os três conjuntos de restrições das Equações (2.1), (2.2) e (2.3). Logo, o sistema está intacto e operando com suprimento total da potência demandada e nenhuma violação dos limites de operação está ocorrendo. Em relação às restrições de segurança, nenhuma das contingências listadas, caso ocorram, irá levar o sistema ao estado de emergência. Entretanto, é salientado por Monticelli (1983) que uma contingência impossível (não listada) poderá provocar uma emergência;
- b) **estado alerta:** neste estado, também chamado de normal-alerta, são obedecidas apenas as restrições de carga e operação, ou seja, as Equações (2.1) e (2.2). Assim como no estado seguro, o sistema está intacto e atendendo toda a demanda de potência dentro dos limites de operação. Porém, nem todas as restrições de segurança são obedecidas neste caso, significando que a ocorrência de pelo menos uma das contingências poderá levar o sistema a um estado de emergência, onde são violadas as restrições de operação. Kundur, Balu e Lauby (1994) destacam que o aumento da possibilidade de perturbações por conta de adversidades no tempo, como tempestades severas, podem levar o sistema ao estado alerta;
- c) **estado de emergência:** este estado é caracterizado pela violação das restrições de operação (Equação (2.2)), podendo ter sido provocado por uma contingência e, como consequência, o desligamento de um ou mais componentes do sistema. A eliminação da emergência pode ser alcançada com a passagem do sistema para o estado alerta, ou pelo desligamento de partes do sistema, levando o sistema para o estado restaurativo;

d) **estado restaurativo:** ocorre após o desligamento manual ou automático de partes do sistema. Neste estado as restrições de operação são atendidas, porém o sistema não está mais intacto, podendo não estar mais suprindo toda a demanda. Quando um sistema migra do estado de emergência para o estado restaurativo, é destacado por [Monticelli \(1983\)](#) que sua integridade é sacrificada em benefício do atendimento das restrições de operação.

Um quinto estado de operação é definido por [Kundur, Balu e Lauby \(1994\)](#) e chamado de estado de emergência extrema. Esse estado é alcançado por uma perturbação severa no estado alerta ou se as medidas corretivas de segurança não forem efetivas ou não forem aplicadas durante o estado de emergência. Os resultados são interrupções em cascata e possibilidade de desligamento de boa parte do sistema. Após ações de controle, como cortes de carga, o sistema pode voltar ao estado restaurativo. As características deste quinto estado de operação estão incluídas dentro do próprio estado de emergência apresentado por [Monticelli \(1983\)](#).

Tanto [Monticelli \(1983\)](#) quanto [Kundur, Balu e Lauby \(1994\)](#) apresentam detalhes sobre as transições entre os estados de operação do sistema, ressaltando que as transições podem ocorrer de maneira involuntária, por conta de perturbações, ou por ações específicas dos centros de operação. A Figura 4 apresenta resumidamente as possíveis formas de transição entre os estados de operação e suas possíveis causas, conforme apresentado por [Monticelli \(1983\)](#).

Figura 4 – Estados de operação.



Fonte: Adaptado de [Monticelli \(1983\)](#).

A seguir, de acordo com [Monticelli \(1983\)](#), são descritas as possíveis transições de estado mostradas na Figura 4:

- a) seguro  $\rightarrow$  alerta: uma contingência ou até mesmo a variação natural da demanda pode fazer com que o sistema transite do estado seguro para o estado alerta;
- b) alerta  $\rightarrow$  seguro: essa transição ocorre através da execução da função controle de segurança (modo corretivo) pelo centro de operação;
- c) seguro  $\rightarrow$  seguro: através da utilização de programas de previsão de demanda a curto prazo pode-se verificar o estado do sistema num futuro próximo. Ao se acionar a função controle de segurança (modo preventivo), o centro de operação tentará manter o sistema em um estado seguro também para as condições previstas;
- d) alerta  $\rightarrow$  emergência: o sistema irá transitar do estado alerta para o estado de emergência na ocorrência de uma das contingências responsáveis por terem colocado o sistema no estado alerta;
- e) emergência  $\rightarrow$  alerta: esta transição ocorre pela atuação do controle de emergência (modo corretivo) através de ações de controle como, por exemplo, o remanejamento da geração ou o chaveamento de bancos de capacitores/indutores. É importante enfatizar que no modo corretivo não é sacrificado o atendimento da demanda ou a integridade do sistema;
- f) emergência  $\rightarrow$  restaurativo: o sistema pode transitar do estado de emergência para o restaurativo em duas situações. A primeira é devido à atuação de dispositivos locais de controle e proteção que atuam antes mesmo que o centro de operação possa agir. Já a segunda situação ocorre pela ação do próprio centro de operação pela função controle de emergência (modo crise). Nesta transição o atendimento à demanda ou a integridade do sistema são sacrificados, a fim de colocar o sistema no estado restaurativo;
- g) alerta  $\rightarrow$  alerta: assim como na transição do estado seguro para o estado seguro no futuro, podem haver situações em que o centro de operação utilize a função de controle de emergência (modo preventivo) para evitar que em um estado futuro o sistema transite para o estado de emergência e, portanto, o sistema será mantido no estado alerta;
- h) restaurativo  $\rightarrow$  alerta: através do controle restaurativo, as cargas e os circuitos do sistema desligados durante uma emergência são religados, a fim de colocar o sistema no estado seguro ou, neste caso, pelo menos no estado alerta.

## 2.4 SISTEMAS *ON-LINE* SDSA

Como dito anteriormente, os sistemas *on-line* SDSA são capazes de realizar a avaliação de segurança de SEPs tanto em regime permanente quanto em regime transitório,

analisando a estabilidade em todos os seus aspectos e fornecendo ferramentas que auxiliam na detecção de falhas (ou possíveis falhas) na operação em tempo real de um SEP. Logo, com base nos conceitos revisados anteriormente a respeito da avaliação de segurança, de estabilidade e dos estados de operação de SEPs, esta seção apresenta as principais características e componentes de sistemas *on-line* SDSA.

Quando se fala em sistemas *on-line* SDSA, é importante primeiramente compreender o significado do termo *on-line*. Os sistemas *on-line* SDSA operam através de *snapshots* de pontos de operação de um SEP obtidos em medições periódicas (geralmente entre intervalos de 10 e 30 minutos). Devido ao grande esforço computacional necessário para a execução de ferramentas adequadas, é possível compreender que uma janela de tempo de minutos seja aceitável para aplicações em SEPs de grande porte. Logo, um sistema *on-line* é aquele que recebe entradas de informação em tempo real, porém seu processo de execução é mais demorado que o tempo real, ou seja, tais ferramentas operam em tempo quase real (MORISON; WANG; HAMADANI, 2006).

Os principais requisitos para a implementação de um sistema *on-line* SDSA são apresentados por Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) e são listados a seguir:

- a) modelagem detalhada dos componentes relevantes do SEP;
- b) robustez numérica;
- c) eficiência computacional;
- d) diagnóstico das condições de estado permanente e transitório;
- e) integração com sistemas de gerenciamento de energia (do inglês, *Energy Management Systems* – EMS);
- f) interface gráfica do usuário (do inglês, *Graphical User Interface* – GUI).

Um sistema *on-line* SDSA necessita de modelagens detalhadas do SEP, pois simplificações podem levar a avaliações imprecisas que não seriam aceitáveis em operações reais. Os algoritmos devem ser numericamente estáveis, garantindo que, por exemplo, a única razão para não encontrar a solução de um fluxo de potência seja a inexistência de solução (JARDIM; NETO; KWASNICKI, 2004).

#### 2.4.1 Principais ferramentas de avaliação de segurança

Sistemas *on-line* SDSA requerem uma análise integrada em todos os aspectos de segurança para um dado ponto de operação e uma possível lista de contingências. Tal análise inclui a avaliação de todos os aspectos de estabilidade do SEP, variações na tensão, variações na frequência, violações de margens de dispositivos de proteção e sobrecargas

térmicas. A partir destes critérios, pode-se definir os três conjuntos fundamentais de ferramentas que um sistema *on-line* SDSA deve possuir: (i) Avaliação de Segurança de Tensão (do inglês *Voltage Security Assessment* – VSA); (ii) Avaliação de Segurança de Transitórios (do inglês *Transient Security Assessment* – TSA); e (iii) Avaliação de Segurança de Pequenos Sinais (do inglês *Small Signal Security Assessment* – SSSA) (MORISON; WANG; HAMADANI, 2006; CIGRÉ, 2007).

Com base nas informações apresentadas por Morison, Wang e Hamadani (2006) e CIGRÉ (2007), as principais características dos sistemas *on-line* VSA, TSA e SSSA são resumidas a seguir:

- a) **Sistemas VSA:** são ferramentas que avaliam a estabilidade de tensão do sistema e também violações de subtensão/sobretensão que podem ocorrer em períodos de interesse. Alves *et al.* (2014) destacam que um sistema *on-line* VSA é responsável pela avaliação de segurança estática e é utilizado como base para a avaliação dinâmica. Um sistema *on-line* VSA requer recursos específicos para aumentar a eficácia na tomada de decisões durante uma emergência. Tais recursos seriam:
- capacidade de rastrear contingências e identificar as contingências críticas para uma análise completa;
  - capacidade de executar análises de segurança e determinar se o ponto de operação atual é seguro para todas as contingências críticas;
  - capacidade de calcular os limites de segurança de qualquer ponto de operação. Isso pode incluir pontos de operação “reais”, que os operadores pretendam implementar, ou pontos de operação “teste”, que os operadores desejam examinar para obter uma indicação de quão distante o ponto de operação atual está de se tornar inseguro;
  - os critérios de segurança nos quais a avaliação de segurança se baseia, devem incluir: estabilidade de tensão, margem especificada de estabilidade tensão, módulos das tensões nas barras e suas variações, reservas de potência reativa e limites térmicos dos circuitos do sistema;
  - em caso de insegurança (estado alerta) ou margem de segurança insuficiente, ações corretivas apropriadas devem ser identificadas para trazer o sistema de volta a um estado seguro. Uma das ações corretivas, que podem ser identificadas pelo sistema *on-line* VSA, é o quanto modificar o perfil de geração de potência ativa do ponto de operação, a fim de retornar a um estado seguro. É importante enfatizar que as RSEs possibilitam que esse tipo de análise seja realizado graficamente. Outras ações vão desde o chaveamento de capacitores até o corte de carga.

A análise de cada tipo de problema de tensão pode requerer o uso de técnicas baseadas em fluxo de potência ou simulações no domínio do tempo (MORISON; WANG; HAMADANI, 2006).

b) **Sistemas TSA:** são ferramentas que avaliam a estabilidade transitória assim como as variações de tensão e frequência, e violações de margens de dispositivos de proteção que possam ocorrer durante o período transitório. Sistemas *on-line* TSA têm sido aprimorados há muitos anos e possuem integração com sistemas EMS. Tais sistemas costumam apresentar as seguintes características:

- ferramentas baseadas na convencional análise no domínio do tempo com modelagens detalhadas;
- a velocidade computacional ainda é a principal questão para os sistemas *on-line* TSA. Foi comprovado que três técnicas são bem-sucedidas na melhoria do desempenho: (i) triagem de contingências para filtrar um grande conjunto de contingências usando métodos que são computacionalmente rápidos. Somente contingências críticas são selecionadas para análises detalhadas usando as simulações no domínio do tempo; (ii) incrementar as simulações convencionais no domínio do tempo com índices de segurança que possam indicar claramente a estabilidade ou instabilidade de uma condição do sistema antes da conclusão das simulações; e (iii) distribuir os cálculos através de arquiteturas com multiprocessadores ou multi-servidores de forma a melhorar a performance em aplicações em SEPs de grande porte;
- uma simulação típica no domínio do tempo indica apenas se o cenário considerado é estável ou instável. Em um ambiente operacional é importante obter limites em termos de parâmetros que possam ser medidos;
- além das informações sobre estabilidade, um sistema *on-line* TSA também deve monitorar e exibir outros parâmetros como módulos das tensões, fluxos de potência, margens de potência reativa, etc. Em muitos casos, os critérios de confiabilidade com relação a esses parâmetros são violados, mesmo que o sistema seja estável ou logo antes de se tornar instável;
- um recurso essencial para a implementação de um sistema *on-line* TSA é a capacidade de permitir que o operador examine o comportamento do sistema sob condições que serão alcançadas no futuro, dadas as presentes condições operacionais. Tal análise necessita da capacidade de arquivar uma determinada condição do sistema, alterá-la de acordo com os despachos necessários e examinar a lista de possíveis contingências críticas, além de avaliar os novos limites operacionais para verificar se um estado crítico será atingido;

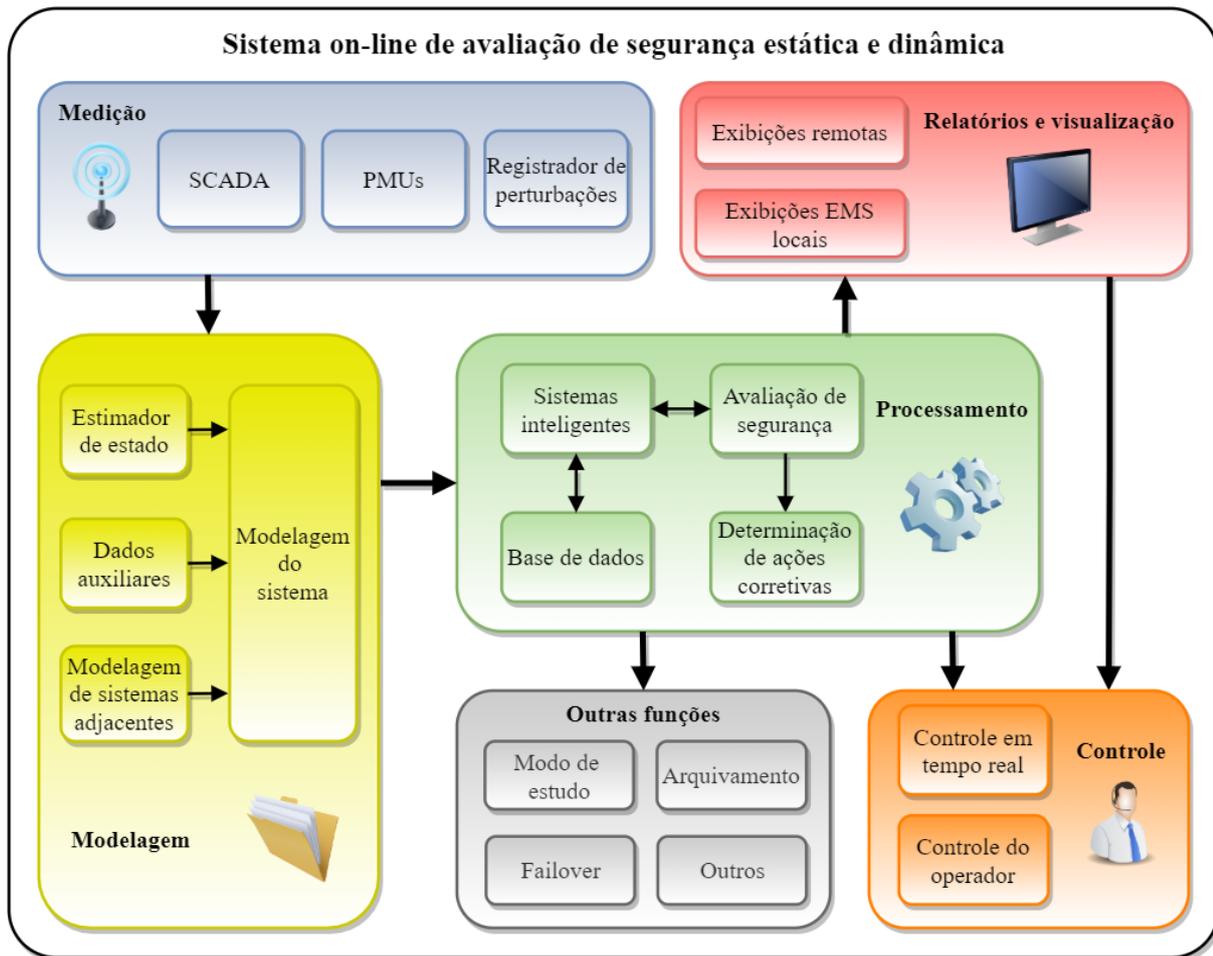
- se a análise de um cenário atual ou futuro indicar um possível problema com relação à segurança, o sistema *on-line* TSA deverá ter a capacidade de fornecer possíveis opções para ações preventivas e corretivas.
- c) **Sistemas SSSA:** são ferramentas que avaliam a estabilidade de pequenos sinais e monitoram as oscilações (amortecimento) de interesse do sistema. O problema de estabilidade de pequenos sinais é geralmente resolvido através da abordagem de autovalores. Para aplicações *on-line*, a análise de autovalores é aplicada em um fluxo de potência baseado em um estimador de estados combinado com modelos dinâmicos. Um sistema *on-line* SSSA deve incluir os seguintes recursos:
- algoritmos confiáveis para calcular os vários tipos de modos do sistema, incluindo modos entre áreas e modos locais;
  - cálculo de índices de estabilidade de pequenos sinais, com base no amortecimento do pior modo do sistema, para uma lista de possíveis contingências. Dessa forma, contingências críticas que possam causar problemas de amortecimento podem, assim, ser identificadas e apresentadas ao operador;
  - capacidade de analisar o limite de estabilidade de pequenos sinais com o objetivo de determinar o limite de transferência sujeitos aos requisitos de amortecimento e identificar medidas de controle e despachos do sistema que possam ajudar a aumentar tais limites;
  - ferramentas de visualização que possam auxiliar o operador a entender as características dos modos críticos identificados.

#### 2.4.2 Principais componentes de sistemas *on-line* SDSA

Além do conjunto de ferramentas fundamentais adotadas por sistemas *on-line* SDSA, existe a necessidade de uma estrutura composta por uma série de componentes capazes de tornar possível a utilização dessas ferramentas de avaliação de segurança. As condições de operação atuais do sistema devem ser medidas e, em seguida, devem-se realizar análises de segurança em tempo quase real, passando informações aos operadores ou diretamente ao sistemas de controle. Apesar de existir uma variedade de arquiteturas disponíveis, a maioria dos sistemas *on-line* SDSA possuem os componentes apresentados na Figura 5. Tanto a Figura 5 quanto as descrições dos componentes do sistema *on-line* SDSA foram baseadas nas informações disponibilizadas por [CIGRÉ \(2007\)](#), [Morison, Wang e Kundur \(2004\)](#) e [Morison, Wang e Hamadani \(2006\)](#).

### Medição

Sistemas *on-line* SDSA dependem muito da qualidade dos dados obtidos através de medições do estado do SEP. As medições do sistema podem ser obtidas de várias fontes,

Figura 5 – Principais componentes de um sistema *on-line* SDSA.

Fonte: Adaptado de [Morison, Wang e Kundur \(2004\)](#), [Morison, Wang e Hamadani \(2006\)](#), [CIGRÉ \(2007\)](#).

incluindo os tradicionais sistemas SCADA, unidades de medição fasorial (do inglês, *Phasor Measurement Unit* – PMU) e registradores de perturbações ([CIGRÉ, 2007](#)). Conforme citado anteriormente, de acordo com [Jardim, Neto e Kwasnicki \(2004\)](#), a integração com sistemas EMS é essencial para a implementação de sistemas *on-line* SDSA. A seguir estão descritos os principais sistemas de medição encontrados em SEPs modernos:

- a) **SCADA:** é a principal fonte de dados utilizada para alimentar os sistemas SDSA porque todos os SEPs possuem sistemas SCADA instalados. Uma grande variedade de informações podem ser obtidas a partir de sistemas SCADA de forma relativamente rápida (intervalos de alguns segundos). Dentre as informações medidas pelo SCADA estão os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão e transformadores, geração de potência ativa, injeção de potência reativa por geradores e reatores/capacitores *shunt*, frequência do sistema, posições de *tap* de transformadores, etc. Outros dados necessários para sistemas de proteção podem ser obtidos

em intervalos de tempo mais curtos, da ordem de 100 ms. Vale salientar que, em SEPs de grande porte, os sistemas SCADA podem ter observabilidade limitada, pois as medições podem estar disponíveis em apenas algumas partes do sistema (CIGRÉ, 2007);

- b) **PMUs:** a utilização de PMUs para aplicações em avaliação de segurança tem crescido bastante nos últimos anos, onde se pode observar que essas unidades têm sido amplamente instaladas em SEPs ao redor do mundo. As PMUs podem fornecer medições precisas e sincronizadas com o tempo em localizações que podem ser geograficamente remotas (CIGRÉ, 2007). Makarov *et al.* (2012) apresentam conceitos, metodologias e a implementação da avaliação de segurança com base no uso de PMUs;
- c) **Registradores de perturbações:** é uma classe de dispositivos que monitora o desempenho do sistema e registra informações específicas quando ocorrem perturbações. Embora esses dispositivos de medição não alimentem diretamente a avaliação de segurança, eles podem se mostrar úteis, se conectados a base de dados do sistema SDSA, especialmente para questões de comparação de resultados (CIGRÉ, 2007).

De acordo com CIGRÉ (2007) e Morison, Wang e Kundur (2004), as medições obtidas têm quatro propósitos principais:

- a) alimentar o estimador de estados a partir do qual os modelos do sistema serão desenvolvidos (SCADA ou PMUs);
- b) fornecer dados diretamente às ferramentas de processamento de segurança (SCADA ou PMUs);
- c) comparação de modelos de sistema ou de resultados de avaliação de segurança (PMUs ou registradores de perturbações);
- d) armar ou acionar sistemas especiais de proteção (SCADA ou PMUs).

## Modelagem

Para análises detalhadas em um sistema *on-line* SDSA necessita-se de modelos de alta qualidade do sistema. Na verdade, como todas as análises dependem da qualidade do modelo do SEP, este é o componente mais importante do sistema SDSA. Os requisitos da modelagem dependem de quais pontos são relevantes para análise de segurança ou estabilidade como, por exemplo, se são necessárias análises em regime permanente ou transitório (CIGRÉ, 2007). A seguir podem ser vistos os principais tópicos associados a modelagem:

- a) **Modelagem da rede:** a base da maioria dos modelos utilizados em sistemas *on-line* SDSA é a modelagem da rede produzida como um caso resolvido de fluxo de potência pelo estimador de estados. Portanto, o estimador de estados é uma peça fundamental na produção de um modelo de fluxo de potência a cada ciclo do sistema SDSA, onde a solução do fluxo de potência deve representar com precisão as condições de operação atuais do SEP. A modelagem da rede depende principalmente do tamanho e nível de detalhes necessários para o modelo. Como alguns SEPs atingiram dimensões de grande magnitude, algumas simplificações podem ser necessárias em sua modelagem como, por exemplo, a utilização de equivalentes externos de porções da rede. Como dito anteriormente, o sistema de medição, representado principalmente pelo SCADA, pode possuir uma região de observabilidade limitada, o que acaba por impactar na qualidade da modelagem da rede (MORISON; WANG; KUNDUR, 2004; CIGRÉ, 2007);
- b) **Representação dinâmica dos dispositivos da rede:** a modelagem do fluxo de potência gerada pelo estimador de estados é insuficiente para estudos de simulações dinâmicas ou análises de autovalores. Nesses casos é crucial que todos os componentes-chave do SEP sejam representados corretamente no grau de detalhamento apropriado. Alguns exemplos de dispositivos que necessitariam de modelagens dinâmicas seriam os geradores, cargas, capacitores e reatores chaveados, *links* HVDC (do inglês *High Voltage Direct Current*), dispositivos FACTS (do inglês *Flexible Alternating Current Transmission System*), sistemas de proteção, dentre outros (CIGRÉ, 2007);
- c) **Modelagem de carga:** cargas reais geralmente são compostas por um grande número de dispositivos individuais que podem ter características dinâmicas diversas. Além disso, a quantidade e o tipo de cargas conectadas a um SEP podem variar com o tempo. Tais características tornam a modelagem de carga para estudos de simulação uma tarefa desafiadora. As cargas podem ser modeladas como potência constante, dependentes de tensão e/ou frequência ou como uma carga composta por uma variedade de componentes, incluindo dispositivos dinâmicos, como motores de indução. Portanto, a modelagem de carga depende principalmente do tipo de análise a ser realizada. Por exemplo, em análises em regime permanente as cargas geralmente são modeladas como potência constante por ser considerado o “pior caso”. No entanto, essas modelagens simplificadas normalmente não conseguem capturar dinâmicas de carga que podem ser importantes em algumas simulações. Para sistemas *on-line* SDSA, a prática atual do setor é, por falta de uma alternativa melhor, assumir os mesmos modelos de carga adotados para o planejamento do sistema e da operação (CIGRÉ, 2007).

## Processamento

Com base nas informações apresentadas por [Morison, Wang e Kundur \(2004\)](#), pode-se afirmar que as metodologias aplicadas em sistemas *on-line* SDSA são amplamente variadas, porém podem ser definidos dois grupos extremos:

- a) **avaliação determinística usando soluções analíticas:** é a abordagem mais complexa na qual a segurança do SEP é avaliada através de modelos detalhados em regime permanente e transitório, em que análises de contingência são aplicadas;
- b) **inferência direta de medições:** é o tipo de abordagem mais simples em que a segurança do SEP é inferida diretamente das informações medidas da rede como, por exemplo, utilizando a diferença entre duas PMUs para estabelecer a segurança transitória.

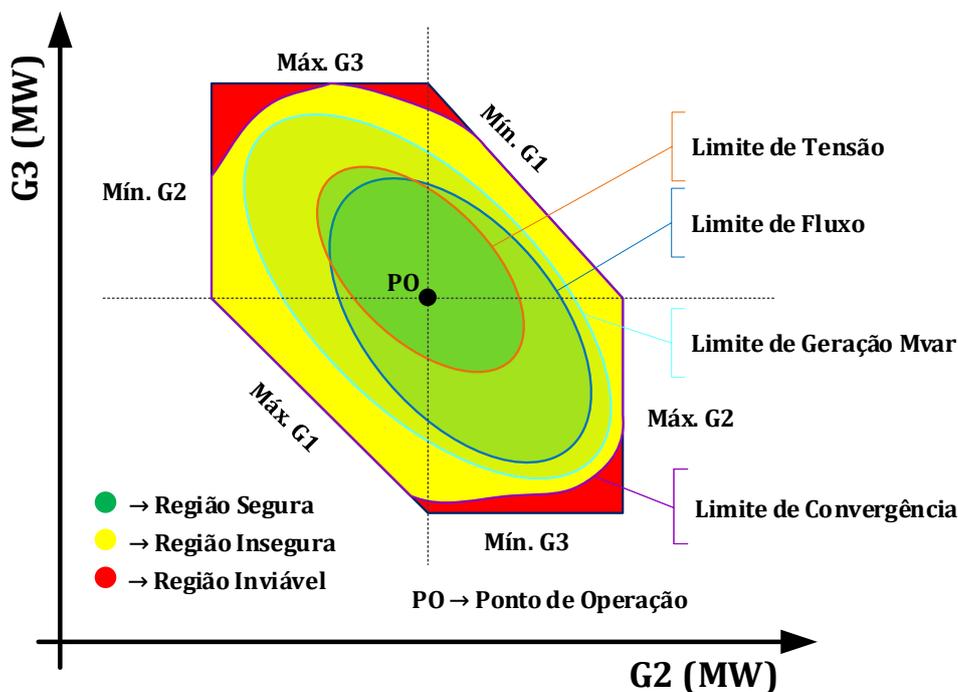
Entre esses dois extremos existem uma variedade de metodologias que podem incluir uma combinação entre métodos de simulações e métodos de medições diretas. A partir dessas considerações iniciais e com base na Figura 5, é possível descrever os componentes reunidos na parte de processamento do sistema *on-line* SDSA:

- a) **Avaliação de segurança:** de acordo com [Morison, Wang e Kundur \(2004\)](#), os operadores necessitam de três informações para qualquer instante de tempo em que o sistema se encontre:
  - quão seguro é o ponto de operação atual do sistema;
  - quão seguro o sistema será se, nos próximos minutos, o ponto de operação for alterado;
  - se o grau de segurança for inaceitável, quais medidas podem ser tomadas para torná-lo aceitável.

O primeiro objetivo de um sistema *on-line* SDSA é definir uma região segura, dado o ponto de operação atual, onde o SEP possa ser operado sem a violação de restrições de operação e segurança. Usualmente, a região segura pode ser visualizada através de nomogramas, onde uma série de limites são definidos de acordo com os critérios de segurança. Na literatura, tal representação recebe o nome de região de segurança e um exemplo pode ser visto na Figura 6, construído a partir da transferência de potência ativa entre grupos de geração de um SEP. A avaliação de segurança estática é realizada pela chamada região de segurança estática, que é explorada no Capítulo 3, enquanto a avaliação de segurança dinâmica é feita pela região de segurança dinâmica.

Dentre os critérios de segurança adotados para definição dos limites da região de segurança estão incluídos: capacidade térmica de linhas de transmissão e transformadores, tensões e frequência em regime permanente, sobretensão/subtensão em regime transitório, estabilidade transitória, estabilidade de pequenos sinais, estabilidade de tensão, estabilidade de frequência e margens de proteção. É interessante notar que a região segura mostrada na Figura 6 é composta pela interseção entre as regiões definidas pelos limites de segurança. A avaliação dos limites de segurança pode ser feita a partir de simulações completas ou utilizando métodos aproximados. Embora métodos aproximados possam oferecer vantagens em relação à velocidade, os métodos de simulações completas fornecem resultados mais precisos (MORISON; WANG; KUNDUR, 2004; CIGRÉ, 2007).

Figura 6 – Exemplo de nomograma de uma região de segurança.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

- b) **Base de dados:** além dos dados *on-line*, o banco de dados também deve conter dados históricos. Os casos de fluxo de potência utilizados na análise de contingência devem ser arquivados e devem estar disponíveis por um determinado período de tempo (dias, semanas ou meses), enquanto que os dados de medição devem ser armazenados permanentemente para facilitar análises pós-falta em ambiente *off-line* (CIGRÉ, 2007).
- c) **Ações preventivas:** no caso do sistema *on-line* SDSA identificar que uma contingência ou uma condição específica pode levar o SEP a um estado inseguro, devem ser

realizadas ações preventivas. Alguns exemplos seriam corte de carga, chaveamento de capacitores, reprogramação de geração, alteração do *tap* de transformadores, etc. Essas ações podem ser tomadas pelos operadores, conforme recomendações do sistema SDSA, ou de forma automatizada pelo próprio sistema SDSA (CIGRÉ, 2007).

- d) **Sistemas inteligentes:** de acordo com CIGRÉ (2007), sistemas inteligentes possuem três recursos que podem trazer benefícios para o ambiente de operação *on-line*:
- sistemas inteligentes podem ser bastante rápidos com a aplicação de técnicas como redes neurais ou árvores de decisão, evitando que sejam necessárias simulações completas a cada ciclo do sistema SDSA;
  - sistemas inteligentes são sistemas de aprendizagem, possuindo a capacidade de identificar se uma condição do sistema já foi experimentada anteriormente e então prever a solução mais apropriada. Se o sistema inteligente for desenvolvido adequadamente, ele será capaz de se adaptar a novas condições do SEP devido ao “aprendizado” de situações vistas anteriormente;
  - sistemas inteligentes podem fornecer um alto grau de aprendizado assim como o apresentado por operadores humanos. Através da utilização de técnicas como redes neurais ou árvores de decisão, os sistemas inteligentes são capazes de identificar parâmetros que são cruciais para a avaliação de segurança de um determinado SEP.

Os sistemas inteligentes apresentam-se como uma ferramenta complementar aos métodos determinísticos por possuírem as seguintes capacidades:

- podem estabelecer se a avaliação de segurança em um determinado ponto de operação pode ser realizada sem simulações completas;
- podem determinar quais simulações completas serão necessárias em determinada situação;
- podem auxiliar na interpretação de resultados de simulações;
- podem aprender a partir dos resultados de simulações;
- podem auxiliar na tomada de ações corretivas ou preventivas.

Baseando-se nas considerações anteriores, pode-se concluir que os sistemas inteligentes, além de trazerem vantagens em relação à eficiência computacional, podem trazer uma série de benefícios em questões de supervisão e tomada de decisões ao serem aplicados a sistemas *on-line* SDSA.

### Relatórios e visualização:

A capacidade de exibir os resultados da avaliação de segurança de maneira simples e objetiva é fundamental para o sucesso de aplicativos *on-line*, de maneira que, usualmente, um operador está interessado na quantidade mínima de informações necessárias para gerenciar o SEP adequadamente. Em situações normais, ou seja, durante o estado de operação seguro, ferramentas de avaliação de segurança devem monitorar o sistema em segundo plano e resumir o estado de segurança de forma objetiva. Deve ser relatado ao operador o quão perto o sistema está de um estado inseguro para que ele tenha uma ideia das possíveis ações preventivas a serem tomadas (CIGRÉ, 2007).

Uma interface incorporada ao sistema EMS é essencial, de modo que um alarme possa ser gerado quando o sistema se aproximar de um estado inseguro ou mesmo se tornar inseguro. Quando condições inseguras são detectadas, o operador está interessado em saber qual é o problema e como corrigi-lo. Geralmente, ele não está interessado em todos os detalhes intermediários, apesar de que tais informações devam estar disponíveis para acesso a fim de que o operador possa avaliar a situação detalhadamente, se necessário. A interface do sistema *on-line* SDSA deve levar essas questões em consideração e garantir que os operadores não sejam sobrecarregados por um número excessivo de alarmes (CIGRÉ, 2007).

É importante que sejam mostradas informações com alto grau de prioridade aos operadores, seja em formato de tabelas ou através de gráficos. As regiões de segurança se destacam nesse sentido, pois apresentam uma série de informações a respeito do estado do sistema e de suas margens de segurança através de uma simples inspeção visual.

### Outras funções:

Uma série de ferramentas complementares podem ser úteis para sistemas *on-line* SDSA, dentre elas:

- a) **modo de estudo:** o sistema pode permitir que operadores e engenheiros avaliem a segurança do SEP em qualquer cenário de interesse em um “modo de estudo” em ambiente *off-line*, utilizando dados atuais ou arquivados do sistema;
- b) **arquivamento:** é importante que o sistema *on-line* SDSA seja capaz de armazenar casos estudados, ou mesmo gerados pelo modo de estudo, periodicamente ou através da seleção de casos especificados.

#### 2.4.3 Instalações de sistemas *on-line* SDSA no Brasil e ao redor do mundo

A avaliação da segurança de SEPs através de sistemas *on-line* SDSA foi implementada em numerosos sistemas ao redor do mundo e acabou ganhando popularidade

conforme seus benefícios foram sendo comprovados e essa tecnologia foi se desenvolvendo. A Tabela 1 apresenta uma lista das instalações *on-line* SDSA ao redor do mundo e os tipos de ferramentas instaladas em cada localidade. Ao se analisar essa tabela, é interessante notar que na data em que a referência [CIGRÉ \(2007\)](#) foi escrita, o Brasil era o único país a possuir um sistema *on-line* SDSA que avaliava todos os aspectos da segurança em SEPs, incluindo a avaliação de segurança de frequência.

Tabela 1 – Lista de instalações de sistemas *on-line* SDSA ao redor do mundo.

País/Região	Localização/Companhia/Projeto	Ferramentas			
		TSA	VSA	SSSA	FSA
Austrália	NEMMCO	✓		✓	
Bósnia e Herzegovina	NOS	✓	✓		
Brasil	ONS	✓	✓	✓	✓
Canadá	BCTC	✓	✓		
Canadá	Hydro-Quebec	✓	✓		
China	Beijing Electric Power Corp	✓			
China	CEPRI	✓			
China	Guangxi Electric Power Co.	✓		✓	✓
Finlândia	Fingrid		✓	✓	
Grécia	Hellenic Power System		✓		
Irlanda	ESB	✓	✓		
Itália e Grécia	Omases Project	✓	✓		
Japão	TEPCO	✓	✓		
Malásia	Tenaga Nasional Berhad (TNB)	✓	✓		
Nova Zelândia	Transpower	✓	✓		✓
Panamá	ETESA	✓	✓		
Romênia	Transelectrica	✓	✓		
Rússia	Unified Electric Power System	✓	✓		
Arábia Saudita	Saudi Electric Company (SEC)	✓	✓		
África do Sul	ESKOM	✓	✓		
USA	PJM	✓	✓	✓	
USA	Southern Company	✓			
USA	Nothern States Power	✓			
USA	Midcontinent ISO		✓		
USA	Entergy		✓		
USA	ERCOT	✓	✓		
USA	FirstEnergy		✓		
USA	PG&E		✓		
USA	Southern Cal Edison (SCE)		✓		
USA	TVA				

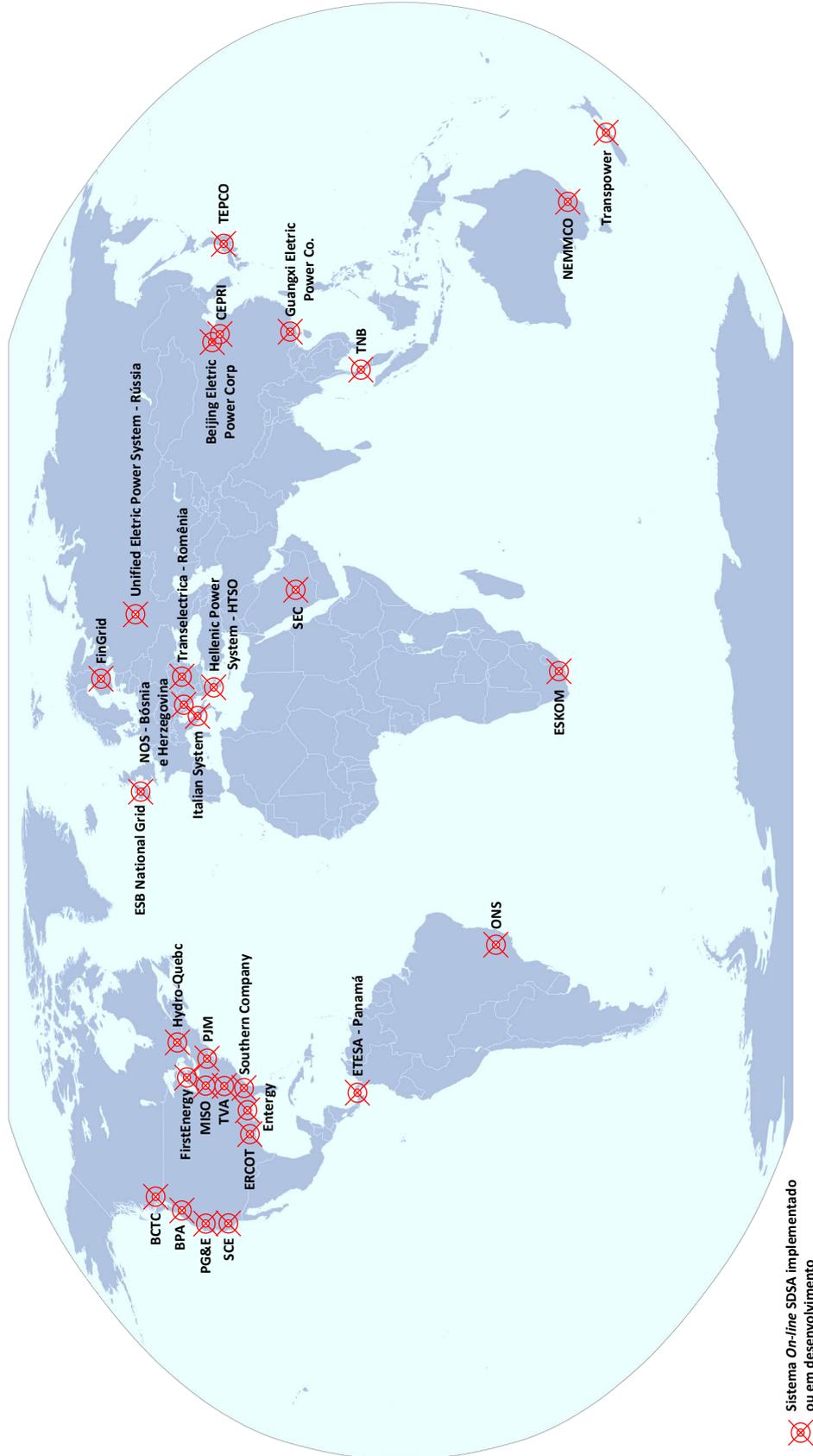
Legenda	
TSA	Transient Security Assessment
VSA	Voltage Security Assessment
SSSA	Small Signal Security Assessment
FSA	Frequency Security Assessment

Fonte: Adaptado de [CIGRÉ \(2007\)](#).

A Figura 7 destaca em um mapa-múndi os sistemas *on-line* SDSA da Tabela 1, que estão em operação ou em desenvolvimento. É importante salientar que desde 2007, quando foi realizada a revisão sobre ferramentas e técnicas para sistemas *on-line* SDSA pelo

CIGRÉ, podem ter havido mudanças significativas nas instalações desse tipo de tecnologia no cenário mundial. A Figura 7 foi construída a partir do mapa mundi disponibilizado por [BlankMap-World \(2020\)](#) e pelas informações apresentadas por [CIGRÉ \(2007\)](#).

Figura 7 – Instalações de sistemas *on-line* SDSA ao redor do mundo.



Fonte: Adaptado de [CIGRÉ \(2007\)](#).

## 2.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Houve um tempo em que os SEPs, em particular os sistemas de transmissão, podiam se dar ao luxo de serem sobredimensionados. No entanto, nas últimas décadas, tais sistemas têm operado em condições de estresse muito maior do que era habitual. Existe uma série de fatores responsáveis por isso: pressões ambientais em relação à expansão dos sistemas de transmissão, aumento no consumo de eletricidade em áreas de carga pesada (onde não é possível ou economicamente viável a instalação de novas usinas de geração), novos padrões de carregamento do sistema devido à abertura do mercado de eletricidade, dentre outros. Logo, o desenvolvimento causado pelo aumento no consumo de eletricidade tem levantado novas barreiras à expansão de SEPs. Sob essas condições de estresse, um sistema de potência pode apresentar um comportamento instável, caracterizado por quedas lentas ou repentinas de tensão que, inclusive, podem levá-lo ao colapso. Consequentemente, a estabilidade de tensão se tornou uma grande preocupação durante as fases de planejamento e operação de SEPs (CUTSEM; VOURNAS, 2007).

A Seção 2.2 contém uma definição sobre estabilidade de tensão levando em consideração, principalmente, o que é apresentado por Kundur, Balu e Lauby (1994) e Kundur *et al.* (2004). Por outro lado, Cutsem e Vournas (2007) apresentam uma definição bastante objetiva sobre o fenômeno de instabilidade de tensão:

“A instabilidade de tensão decorre da tentativa da dinâmica de carga em atender a potência demandada além das capacidades dos sistemas de transmissão e geração.”

A definição acima enfatiza que a carga tem uma forte relação com a estabilidade de tensão, assim como a capacidade limitada de transmissão de potência por parte do sistema. Ademais, é importante ressaltar que o acoplamento entre a potência ativa e o ângulo de fase da tensão e o acoplamento entre a potência reativa e o módulo da tensão, só se aplicam em condições operacionais normais. Essas relações não podem ser estendidas às condições extremas que um sistema pode experimentar quando estiver em um cenário típico de instabilidade de tensão. Portanto, tanto a potência ativa quanto a potência reativa possuem grande participação na estabilidade de tensão (CUTSEM; VOURNAS, 2007).

Feitas as considerações iniciais, torna-se possível compreender a importância da avaliação da segurança de tensão no cenário em que estão inseridos os SEPs atuais. Dessa forma, uma série de ferramentas foram desenvolvidas ao longo dos anos com objetivo de permitir que a estabilidade de tensão pudesse ser estudada e, principalmente, enfrentada nas fases de planejamento e operação de sistema de potência.

Ao se tratar dos tipos de ferramentas e dos modelos que se aplicam a este tipo de

estabilidade é importante notar que uma série de simplificações são possíveis durante a modelagem de sistemas em que se deseja avaliar a estabilidade de tensão de longo prazo, considerando a atuação lenta dos dispositivos de controle e que a dinâmica rápida foi extinta. Logo, ferramentas baseadas em fluxo de potência são bastante úteis nesses casos. Por outro lado, a estabilidade de tensão possui uma natureza dinâmica e, em alguns casos, especialmente quando se analisa a estabilidade de tensão a curto prazo, ferramentas de análise dinâmica podem ser aplicadas, como, por exemplo, o uso de métodos no domínio do tempo (CUTSEM; VOURNAS, 2007).

Um grande número de pesquisadores se dedicaram (e ainda se dedicam) ao desenvolvimento de ferramentas e metodologias que auxiliam na avaliação de segurança de tensão. Dessa forma, a seguir são citados cronologicamente alguns desses trabalhos, que auxiliaram de alguma forma na elaboração desta dissertação e têm algum tipo de relação com as regiões de segurança.

Wu e Kumagai (1982) apresentam uma das definições mais antigas encontradas sobre a RSE, sendo tratada nesse trabalho como região de segurança em regime permanente. Os autores tratam matematicamente o problema de identificar a RSE associada a um ponto de operação através da identificação de um conjunto de soluções de fluxo de potência que satisfaçam as restrições de segurança. Particularmente, esse trabalho é interessante pois define a região de segurança em regime permanente como um conjunto de injeções de potência que satisfazem as equações de fluxo de potência e as restrições de segurança. Já Wu, Tsai e Yu (1988), expandem essa metodologia para avaliações probabilísticas de segurança estática e dinâmica.

Yu (2002) apresenta as regiões de segurança estática e dinâmica no chamado espaço de injeções de potência e *cut-set space* para aplicações em sistemas de grande porte. Uma região de segurança no *cut-set space* corresponde a uma região de segurança no espaço de injeções de potência com dimensão reduzida, que por sua vez representa o conjunto de injeções de potência (geração e carga) em que o sistema pode operar sem violar seus limites de segurança (WU; TSAI; YU, 1988).

Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) apresentam detalhes sobre o design de sistemas *on-line* DSA, em que são ressaltados os principais requisitos para a implementação desse tipo de tecnologia. Diversas funcionalidades são abordadas, desde a análise de contingência em um único ponto de operação até as regiões de segurança. Ademais, são apresentados resultados reais sobre a avaliação de segurança estática no SIN. É interessante notar que esse trabalho enfatiza a importância das regiões de segurança na avaliação de segurança em tempo real, principalmente por conta de sua capacidade de apresentar resultados de maneira simplificada.

Assis (2007) apresenta uma metodologia para calcular a capacidade de transmissão em sistemas de potência, de forma a contemplar simultaneamente aspectos de segurança

estática e dinâmica. O fluxo de potência ótimo é utilizado para o cálculo da capacidade de transmissão considerando a segurança estática, enquanto a segurança dinâmica é realizada, a partir do ponto obtido, avaliando a estabilidade transitória, estabilidade de tensão e estabilidade de pequenos sinais. Assis (2007) destaca que, no tocante ao planejamento da expansão, é fundamental o conhecimento de pontos críticos da rede, indicando áreas onde são necessários reforços no sistema de transmissão. No que diz respeito à operação, não devem ser utilizados valores de intercâmbio que excedam os limites previamente avaliados, evitando assim a operação em situações inseguras.

Informações sobre o sistema *on-line* SDSA implementado no ONS para monitorar o SIN foram disponibilizadas por Neto *et al.* (2010). São apresentados diversos detalhes sobre as funcionalidades disponíveis na ferramenta, que inclui a análise de contingências de pontos de operação em regime permanente ou dinâmico, a transferência de potência entre regiões e também as regiões de segurança estática e dinâmica. Esse trabalho demonstra a evolução da ferramenta apresentada por Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) através de diversos resultados práticos do sistema *on-line* SDSA implementado no Brasil.

Henriques *et al.* (2011) demonstram o desenvolvimento de uma ferramenta que determina de forma automática a máxima transferência de potência entre áreas ou regiões em regime permanente e sua implementação no programa ANAREDE. Os autores destacam que a capacidade de transferência de potência de um SEP indica o máximo intercâmbio de potência ativa entre suas diferentes áreas sem que a segurança estática seja comprometida. Logo, esse tipo de ferramenta tem grande aplicabilidade nas fases do planejamento da expansão e operação em SEPs de grande porte, onde os subsistemas têm grande intercâmbio entre si, como ocorre no SIN.

Sant'Anna *et al.* (2011) propõem uma metodologia de avaliação dos limites de intercâmbio em sistemas de grande porte. Tais limites são importantes nas análises de planejamento energético por terem influência na determinação do despacho ótimo de bacias. Logo, a ferramenta proposta tem como objetivo automatizar a avaliação dos limites de intercâmbio levando em consideração as diferentes condições de carga e os diferentes cenários energéticos a que o sistema pode estar sujeito.

Com base na ferramenta apresentada por Henriques *et al.* (2011), foi desenvolvido por Almeida (2011) um processo de construção automatizada de RSEs a partir da divisão do sistema em três grupos de geração. Almeida (2011) apresenta os principais aspectos construtivos dessa importante ferramenta e realiza uma avaliação do desempenho de dispositivos de controle e da modelagem de carga a partir de RSEs.

Alves *et al.* (2014) descrevem um projeto liderado pelo CEPREL, em colaboração com universidades brasileiras, para o desenvolvimento de uma ferramenta computacional paralelizada projetada para realizar a avaliação de segurança estática e dinâmica de sistemas de potência de grande porte. Já Alves *et al.* (2016) apresentam a aplicação de tal

ferramenta para investigar as condições de operação do SIN com os futuros aumentos da penetração de geração eólica na região nordeste do Brasil.

[Pareto \(2016\)](#) propõe uma metodologia de construção alternativa para a RSE, que usualmente é construída com base em direções de transferência de geração radiais com origem no ponto de operação atual. É proposta a criação de uma malha triangular que cobre homogeneamente o espaço de possíveis perfis de geração para o suprimento seguro da carga. É destacado que a distribuição de patamares torna o tamanho da malha triangular adaptável à capacidade de processamento disponível, permitindo que seja construída a melhor região de segurança possível de acordo com a janela de tempo e os recursos computacionais disponíveis.

[Tinoco \(2019\)](#) apresenta duas metodologias alternativas do processo de construção de RSEs. A primeira metodologia consiste em adicionar um indicador de estabilidade de tensão nas RSEs convencionais desenvolvida por [Almeida \(2011\)](#), a partir dos cálculos das impedâncias de Thévenin e de carga. Já a segunda metodologia tem o foco na redução do esforço computacional para construção de RSEs em comparação com o método convencional, e para isso é utilizado um procedimento baseado no algoritmo *Particle Swarm Optimization*.

[Netto e Borges \(2019\)](#) apresentam uma região de segurança probabilística para avaliação de segurança de tensão. Esse trabalho leva em consideração a probabilidade de ocorrência de contingências no sistema através da simulação de Monte Carlo e fornece informações visuais por meio de nomogramas das regiões de segurança associadas a diferentes níveis de risco de violação de tensão. Já [Netto e Borges \(2020\)](#) apresentam maiores informações e novos resultados sobre a região de segurança probabilística.

Uma proposta para a divisão dos grupos de geração de regiões de segurança com o intuito de aumentar a área das regiões seguras é apresentada por [Monteiro et al. \(2020\)](#). A metodologia é baseada na utilização da Função Energia e dados de sistemas WAMS (do inglês *wide-area measurement system*) com PMUs integradas.

Foi possível perceber, com base nestes trabalhos, que existe um constante esforço no aprimoramento de ferramentas computacionais para avaliar a segurança em sistemas de potências, mais precisamente em relação à avaliação de segurança de tensão para estes casos.

## 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre a avaliação de segurança em sistemas de potência. Foram explorados os principais conceitos necessários para contextualizar as regiões de segurança, abordando temas como a estabilidade em sistemas de potência e os estados de operação a que um sistema pode estar sujeito. Nessa

linha, foram introduzidos os sistemas *on-line* SDSA capazes de realizar a monitoração de segurança estática e dinâmica em tempo real, através da avaliação da estabilidade de tensão, transitória e de pequenos sinais.

Por fim, foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos desenvolvidos nos últimos anos que têm relação, direta ou indireta, com as regiões de segurança, destacando as principais referências para a elaboração deste trabalho. Dessa forma, é possível compreender as aplicações e a relevância das regiões de segurança estática no cenário em que estão inseridos os sistemas de potência atuais.

### 3 REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Região de Segurança Estática (RSE) é uma ferramenta utilizada para avaliação de segurança estática, ou seja, em regime permanente, e é capaz de fornecer graficamente informações sobre um ponto de operação de um SEP e suas margens de segurança. [Neto et al. \(2010\)](#) destacam que a RSE é uma das mais poderosas ferramentas visuais para avaliação de segurança estática em SEPs. Alguns autores, por exemplo [Wu e Kumagai \(1982\)](#), chamam a RSE de Região de Segurança em Regime Permanente.

[Netto e Borges \(2020\)](#) destacam que os SEPs de grande porte possuem um grande conjunto de usinas, e analisar os possíveis cenários de geração cai em problemas de dimensionalidade, uma vez que existem tantos pontos de operação possíveis quanto a análise combinatória de redespacho de geração permitir. Para restringir esse problema, duas considerações são feitas: (i) apenas as barras de geração selecionadas são consideradas na análise; e (ii) as barras de geração selecionadas são divididas em três grupos de geração. Um grupo de geração consiste de uma seleção de barras de geração que tem suas gerações de potência ativa aumentando ou reduzindo ao mesmo tempo para um dado fator de participação por grupo, calculado previamente. Além disso, cada gerador dentro de um mesmo grupo deve possuir um fator de participação individual, que pode ser entendido como a proporção do redespacho de potência ativa que cada barra de geração irá contribuir em um dado grupo de geração ([ALMEIDA, 2011](#)).

Vale ressaltar que, em cada um dos cenários de geração obtidos pela modificação do perfil dos três grupos de geração, são executados fluxos de potência a fim de verificar o estado de operação do SEP. Logo, uma RSE é construída a partir da execução de sucessivos casos de fluxo de potência sob diferentes cenários de despacho entre os grupos de geração. Pode-se também incluir análises de contingência, como abertura de circuitos do sistema, para que seja verificada a segurança do sistema em situações de emergência. Além disso, diversos limites de segurança podem ser inseridos na RSE a fim de permitir identificar quais perfis de geração atendem a essas restrições.

Com base nessas premissas, é possível compreender que a construção da RSE se baseia na transferência de geração de potência ativa entre os três grupos de geração, pois se um ou dois grupos tiverem sua geração aumentada, o(s) grupo(s) restante(s) deve(m) reduzir sua geração na mesma proporção, a fim de manter o balanço de potência do sistema. Logo, pode-se definir essa ferramenta como um gráfico tridimensional construído em torno de um ponto de operação, capaz de mostrar os perfis de geração que os grupos podem assumir dentro de uma região considerada segura do ponto de vista operacional. Vale ressaltar que cada eixo é referente à geração de potência ativa de um dos grupos de geração. Considerando que o perfil dos três grupos de geração é alterado, torna-se

importante enfatizar que a carga é mantida em um patamar fixo, haja vista que para cada condição de carga existe uma RSE associada.

Wu e Kumagai (1982) apresentam uma definição mais generalizada da RSE:

“Uma região de segurança em regime permanente é um conjunto de injeções de potência ativa e reativa (geração e carga) para as quais as equações de fluxo de potência e as restrições de segurança impostas pelos limites operacionais dos equipamentos são atendidas”.

Matematicamente, de acordo com Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) e Netto e Borges (2020), os três grupos de geração devem respeitar a seguinte equação de balanço de potência:

$$P_{G_1} + P_{G_2} + P_{G_3} = P_0 \quad (3.1)$$

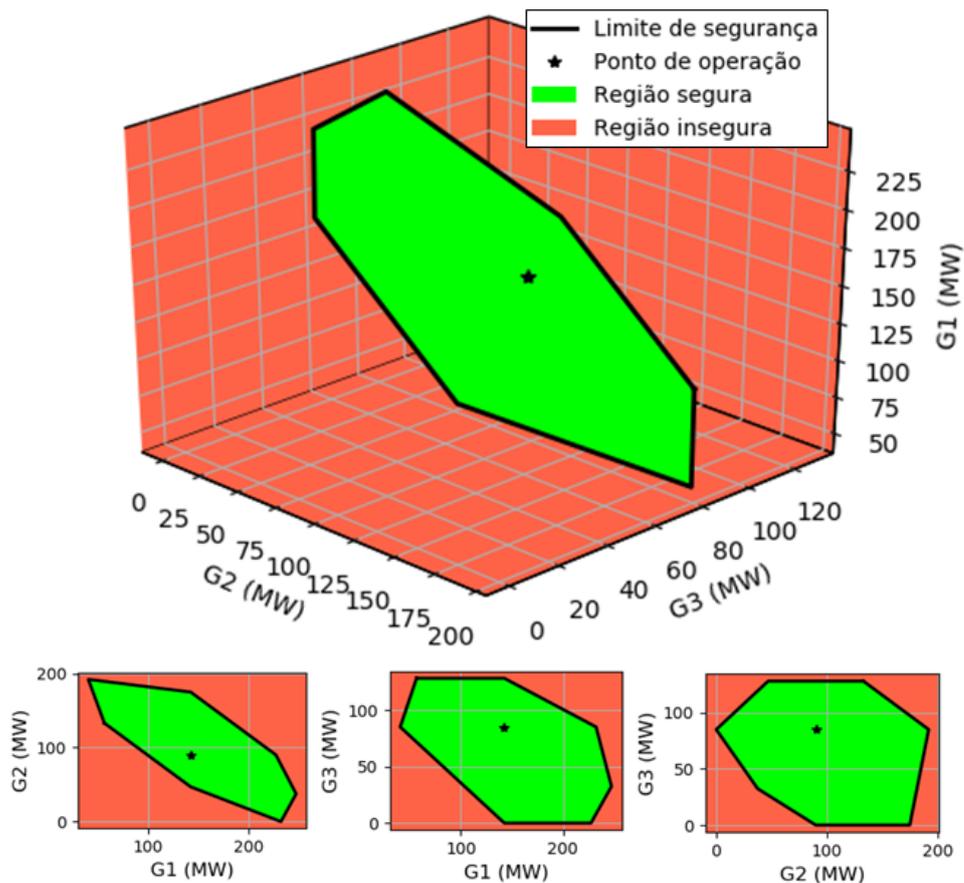
onde  $P_{G_x}$  é a geração de potência ativa referente aos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ ; e  $P_0$  é o balanço de potência entre a carga demandada no ponto de operação analisado, a geração das barras que não foram incluídas nos grupos de geração e as perdas elétricas no sistema.

Dada a premissa de que a carga é constante, pode-se afirmar que  $P_0$  também é constante. Como a Equação (3.1) se refere a um plano no  $\mathfrak{R}^3$ , pode-se expressar a geração de um grupo em relação aos termos dos grupos remanescentes. Esse grupo é então chamado de grupo de referência, analogamente a barra de referência no fluxo de potência, e é responsável pelo fechamento do balanço de potência do sistema. Neste trabalho, o grupo de geração 1 sempre é tido como o grupo de referência.

A Figura 8 apresenta uma RSE meramente ilustrativa, onde pode-se observar as regiões de operação segura (verde) e insegura (vermelho). Para facilitar a análise gráfica, a RSE é usualmente representada através de nomogramas, também ilustrados na Figura 8. Um nomograma é definido como a projeção no  $\mathfrak{R}^2$  da RSE em um dos planos formados pelos eixos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ , e, portanto, existem três nomogramas para uma RSE.

Sarmiento *et al.* (2009) apresentam a utilização de nomogramas em estudos de segurança de tensão, permitindo uma análise visual rápida de regiões seguras e inseguras, bem como a proximidade do ponto de operação em relação aos limites de segurança. Nessa referência é destacado que a utilização de cores para regiões seguras, regiões inseguras e limites de segurança facilitam a análise dos nomogramas. Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) ressaltam a importância da projeção da RSE em nomogramas por permitirem a observação direta das margens de segurança. Neto *et al.* (2010) destacam a eficácia da visualização proporcionada pelos nomogramas de uma RSE, que mostram o redespacho de geração de potência ativa necessário para remover violações de segurança de um SEP em um determinado ponto de operação.

Figura 8 – Exemplo de RSE (meramente ilustrativa).



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 3.2 PROCESSO DE CONSTRUÇÃO

O processo de construção da RSE adotado neste trabalho leva em consideração as metodologias apresentadas por Almeida (2011) e Almeida *et al.* (2013) e é baseado essencialmente nas seguintes definições:

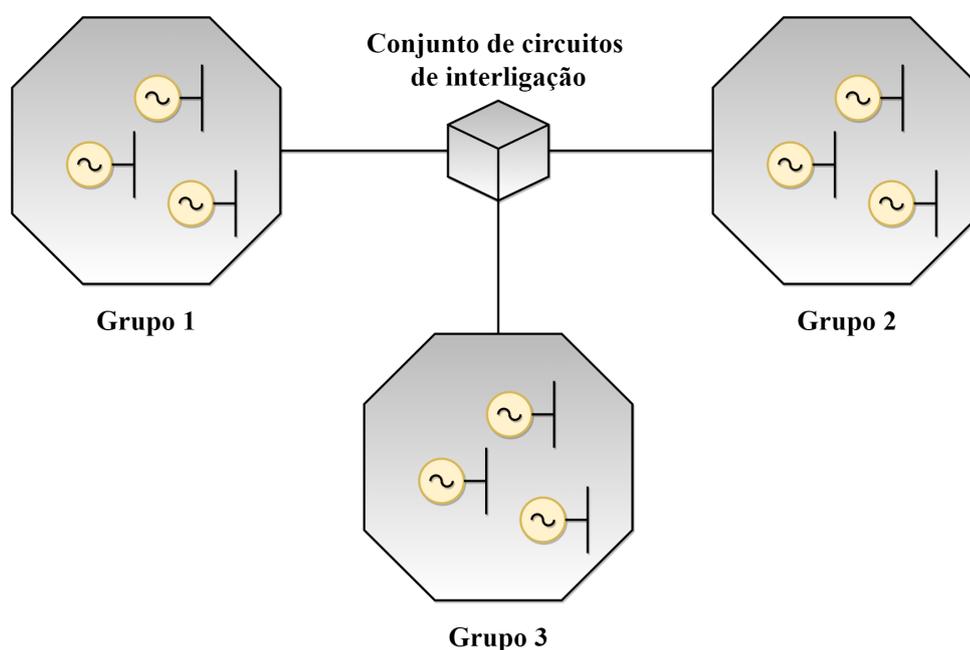
- a) divisão do SEP em três grupos de geração;
- b) determinação das direções de transferência de geração e dos limites de segurança;
- c) definição das regiões exportadora e importadora;
- d) cálculo dos fatores de participação.

As subseções a seguir apresentam as particularidades de cada uma das etapas do processo de construção da RSE. Na Seção 3.3, é apresentado um algoritmo detalhado desse processo e como cada uma de suas etapas construtivas se relacionam.

### 3.2.1 Divisão do SEP em três grupos de geração

A divisão do SEP em estudo em três grupos de geração é a etapa que define como o processo de construção da RSE irá acontecer e, conseqüentemente, os resultados que poderão ser extraídos ao analisá-la. Logo, os três grupos de geração devem ser definidos previamente com base nos objetivos do estudo. De acordo com Almeida (2011), cada eixo do gráfico tridimensional da Figura 8 representa a geração de potência ativa de seu respectivo grupo de geração. Cada grupo de geração pode ser formado por uma ou mais unidades geradoras, podendo ser definidos por proximidade elétrica como, por exemplo, por um conjunto de usinas hidroelétricas de uma mesma bacia hidrográfica ou por um conjunto de intercâmbios de subsistemas adjacentes ao SEP em estudo (ALMEIDA, 2011). Um exemplo prático pode ser encontrado no trabalho de Alves *et al.* (2016), onde um dos grupos de geração é definido como um conjunto de parques eólicos na região nordeste do Brasil, permitindo observar o impacto da variação da geração eólica no SIN. A Figura 9 exemplifica a divisão de um SEP nos três grupos de geração e essa representação esquemática é adotada como base para as futuras explicações a respeito do processo de construção da RSE.

Figura 9 – Divisão do SEP em três grupos de geração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

É importante destacar que a escolha do número de grupos de geração ser igual a três se deve ao fato de isso possibilitar a investigação de uma vasta quantidade de cenários de geração, e inclusive auxiliar na identificação do limite de intercâmbio do sistema avaliado (SANT'ANNA *et al.*, 2011; ALMEIDA *et al.*, 2013). Adotar um número maior de grupos de geração iria tornar as aplicações práticas mais complexas devido ao aumento do esforço

computacional necessário para a construção da RSE e, além do mais, a interpretação e visualização dos resultados seriam bastante dificultadas (ALMEIDA *et al.*, 2013; JARDIM; NETO; KWASNICKI, 2004). Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) afirmam que, apesar da região de segurança adotar três grupos de geração, o problema é ainda definido em um espaço de duas dimensões, uma vez que um dos grupos atua como grupo *swing*.

Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) e Neto *et al.* (2010) destacam que é possível que um dos três grupos seja definido como um grupo de carga; entretanto, neste trabalho, essa possibilidade não é investigada. Neto *et al.* (2010) ainda ressaltam a importância de serem realizadas análises de sensibilidade para identificar o melhor agrupamento de geradores para cada região de segurança, pois se geradores com sensibilidades opostas pertencerem ao mesmo grupo, a RSE não será capaz de computar os limites de segurança relevantes para a operação do sistema.

Outro exemplo da utilização de três grupos de geração pode ser encontrado no trabalho de Makarov *et al.* (2012), onde a empresa *Bonneville Power Administration* (BPA), nos EUA, adota a utilização de nomogramas tridimensionais em seu centro de operação para avaliar os intercâmbios com outros sistemas. Portanto, o objetivo principal da adoção de três grupos de geração é estressar áreas ou intercâmbios de um SEP a fim de avaliar os impactos na segurança do sistema em cenários extremos.

Levando em conta a divisão do sistema em três grupos de geração, neste trabalho são adotadas as seguintes premissas:

- a) o grupo de geração 1 é definido como o grupo de referência e é responsável pelo fechamento do balanço de potência entre carga e geração, incluindo as perdas no sistema;
- b) a construção da RSE é focada na transferência de potência entre os grupos de geração 2 e 3;
- c) a carga do sistema é mantida em um patamar constante durante todo o processo de construção da RSE.

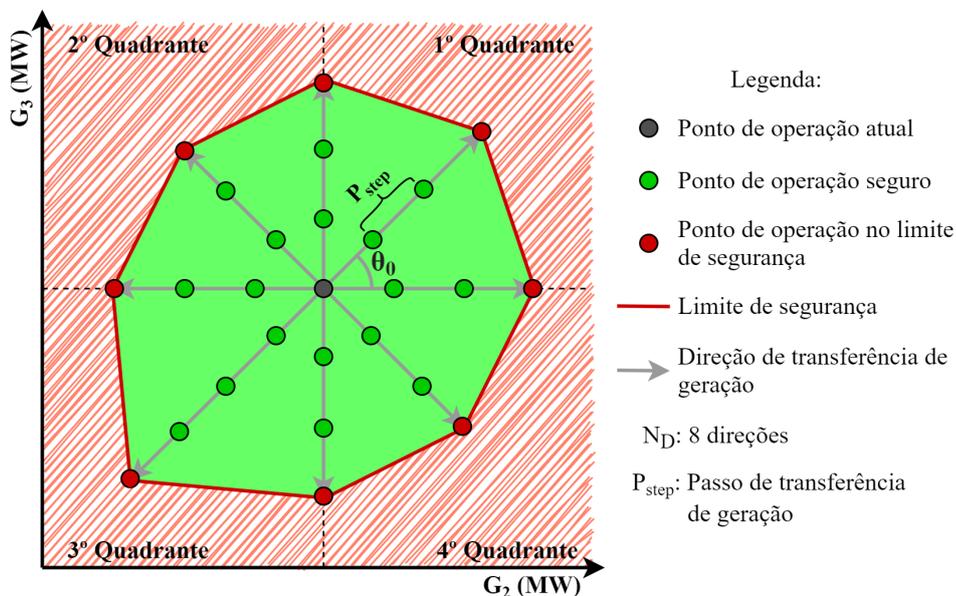
### 3.2.2 Determinação das direções de transferência de geração e dos limites de segurança

#### 3.2.2.1 Direções de transferência de geração

Conforme destacado na Subseção 3.1, uma RSE é construída a partir da solução de sucessivos casos de fluxo de potência, tomando como base um ponto de operação. Neste trabalho o ponto de operação do caso base será chamado de ponto de operação atual (POA), de forma a representar a condição atual do SEP. A Figura 10 apresenta um POA ilustrativo representado no plano  $G_2 \times G_3$  e as direções de transferência de geração

representam o sentido de transferência de geração de potência ativa entre os grupos 2 e 3, considerando que o grupo 1 é responsável pelo fechamento do balanço de potência do sistema. Novos pontos de operação são obtidos ao se “caminhar” por uma direção através de passos de transferência de geração ( $P_{step}$ ). Esses novos pontos de operação possuem o mesmo perfil de carga do caso base, porém têm um perfil de geração modificado. Para cada novo ponto de operação, deve-se executar um fluxo de potência a fim de verificar se algum limite de segurança foi violado. É importante destacar que uma série de limites podem ser monitorados durante o processo de construção da RSE, apesar de que a Figura 10 apresente apenas um único limite ilustrativo. As direções de transferência de geração recebem essa nomenclatura justamente por representarem as direções, na Figura 10, em que a geração é transferida entre os grupos.

Figura 10 – Processo de construção de uma RSE.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 10 ilustra o processo de construção de uma RSE adotando apenas oito direções de transferência de geração, porém quanto maior o número de direções ( $N_D$ ), mais bem definida e precisa será a RSE. Em contrapartida, quanto maior  $N_D$ , maior será o esforço computacional requerido durante a construção da RSE. Neste trabalho, assim como é adotado por Almeida *et al.* (2013), o ângulo da direção inicial ( $\theta_0$ ) é igual  $45^\circ$  e o processo de construção acontece através do incremento de  $\theta_0$  até que seja realizada uma volta completa em torno do POA. Os ângulos das direções são equidistantes entre si, entretanto outras estratégias podem ser utilizadas, conforme destacam Almeida *et al.* (2013). O ângulo de cada direção é calculado a partir das Equações (3.2) e (3.3).

$$\theta = \theta_0 + i \cdot \alpha \quad (3.2)$$

$$\alpha = \frac{360}{N_D} \quad (3.3)$$

onde  $\theta_0$  é o ângulo da direção de transferência de geração inicial;  $N_D$  é o número de direções;  $i = 0, 1, 2, \dots, N_D$ ; e  $\alpha$  é o passo angular.

O processo de modificação do perfil de geração é baseado na definição de regiões de exportação e importação de geração, e é realizado através de uma ferramenta de cálculo de máxima transferência de potência entre regiões. Tal processo é explicado em detalhes na Subseção 3.2.3, onde é mostrado como é feita a adaptação dessa ferramenta para a aplicação em três grupos de geração.

### 3.2.2.2 *Limites de segurança*

Os chamados limites de segurança são constituídos por curvas que representam os pontos a partir dos quais ocorrem as violações das grandezas elétricas monitoradas durante o processo de construção da RSE. As restrições de operação e segurança citadas na Seção 2.3 são englobadas por esses limites. É interessante notar que a distância, em MW, entre o POA e os pontos dos limites de segurança refletem as margens que o sistema possui para alterar seu perfil de geração sem que os respectivos limites sejam violados, delimitando a região de operação segura do sistema. A seguir estão listados os limites essenciais de uma RSE:

- a) **limite de tensão:** a partir deste ponto, a solução do fluxo de potência no ponto de operação do caso base, ou para algum caso de contingência, viola o limite mínimo ou máximo de tensão em pelo menos uma das barras do sistema. Este limite também pode ser associado ao limite de tensão em condições de emergência;
- b) **limite de Mvar:** a partir deste ponto, a solução do fluxo de potência no ponto de operação do caso base, ou para algum caso de contingência, viola o limite mínimo ou máximo de geração de potência reativa em pelo menos uma das unidades de geração do sistema;
- c) **limite térmico:** a partir deste ponto, a solução do fluxo de potência no ponto de operação do caso base, ou para algum caso de contingência, viola a capacidade de carregamento (ou limite térmico) de pelo menos um dos circuitos do sistema. Este limite também pode ser utilizado para as capacidades de carregamento de emergência ou de carregamento de equipamento dos circuitos;
- d) **limite de contingências:** a partir deste ponto, a solução do fluxo de potência em pelo menos um dos casos de contingência não possui solução. Os limites de tensão, de Mvar e térmico não podem ultrapassar o limite de contingências, uma vez que não se pode afirmar que esses três limites de segurança foram violados se não existir

solução do fluxo de potência para algum caso de contingência. Também pode ser chamado de limite de contingências  $N - 1$ ;

- e) **limite de MW:** a partir deste ponto, o próprio ponto de operação do caso base já não possui solução ou pelo menos um dos grupos de geração atingiu seu limite mínimo ou máximo de geração de potência ativa. Também pode ser chamado de limite de geração de potência ativa ou limite de transferência de potência. Quando o ponto de operação do caso base não possuir solução no fluxo de potência, este limite indica o limite de colapso de tensão.

O Apêndice A apresenta maiores detalhes sobre a implementação computacional da monitoração dos limites de segurança e sobre a geração dos nomogramas da RSE.

### 3.2.3 Definição das regiões exportadora e importadora

Após a divisão dos três grupos de geração, da definição do número de direções e dos limites de segurança a serem monitorados, o passo seguinte é definir o processo de transferências de geração entre os três grupos de geração e garantir que o balanço de potência entre carga e geração seja respeitado. Portanto, se faz necessária a utilização de uma ferramenta capaz de calcular a máxima transferência de potência em regime permanente entre os três grupos. [Henriques et al. \(2011\)](#) apresentam o desenvolvimento de uma ferramenta com essa funcionalidade, em que a modificação do perfil de geração do sistema é realizada de forma gradativa e automática, até que o limite de transferência de potência tenha sido atingido. A Subseção 3.2.3.1 apresenta a metodologia de cálculo dessa ferramenta e a Subseção 3.2.3.2 apresenta a adaptação de tal ferramenta, realizada por [Almeida \(2011\)](#), para aplicação na construção da RSE.

#### 3.2.3.1 Ferramenta de cálculo da máxima transferência de potência entre duas regiões

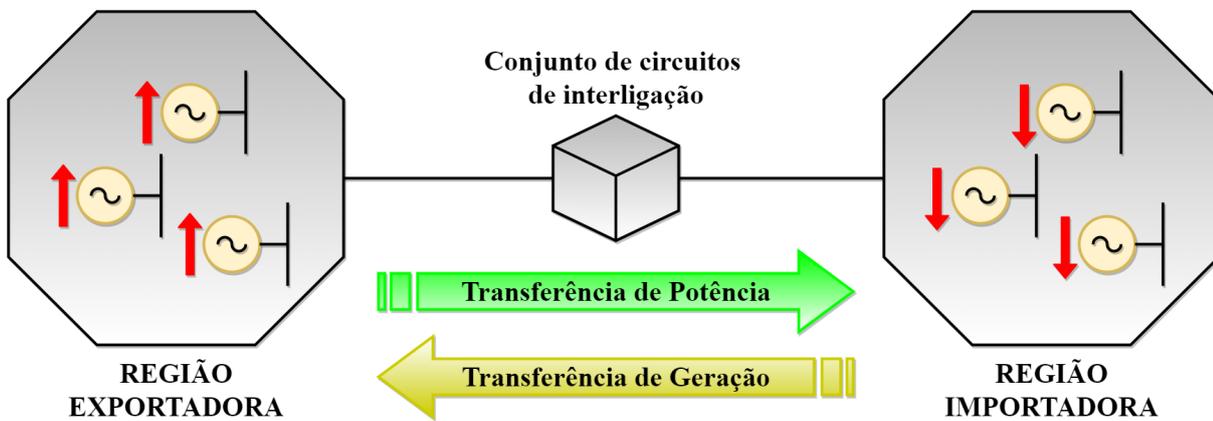
De acordo com [Henriques et al. \(2011\)](#), a metodologia para o cálculo da máxima transferência de potência requer a definição das barras de geração que pertencem à região exportadora (REXP) e aquelas que pertencem à região importadora (RIMP). Os conceitos das regiões REXP e RIMP podem ser vistos a seguir:

- a) **REXP:** é definida como o conjunto de barras de geração que sofrerão acréscimos em suas gerações de potência ativa, com a finalidade de exportar a potência excedente para RIMP;
- b) **RIMP:** é definida como o conjunto de barras de geração que sofrerão reduções em suas gerações de potência ativa, com o objetivo de importar esse déficit de potência da REXP.

É importante salientar, conforme apresentado por [Henriques \*et al.\* \(2011\)](#), que as barras de geração são modeladas em programas de fluxo de potência como barras do tipo *PV*. Além disso, as barras de referência, modeladas como barras do tipo *V $\theta$* , também são consideradas barras de geração e podem pertencer a qualquer uma das duas regiões, apesar de que a redução ou aumento na geração de potência ativa deste tipo de barra seja realizado indiretamente devido ao desbalanço de potência nas demais barras do sistema, assim como a variação das perdas no sistema.

A Figura 11 apresenta um modelo simplificado que demonstra o sentido de transferência de geração e do fluxo de potência ativa durante o processo de cálculo do limite de transferência de potência.

Figura 11 – Representação das regiões exportadora e importadora



Fonte: Adaptado de [Henriques \*et al.\* \(2011\)](#).

A primeira etapa do processo de cálculo do limite de transferência de potência é verificar se o caso base em estudo atingiu a convergência após a execução de um fluxo de potência. Em seguida, define-se o passo de transferência de geração, que representa o quanto a geração do REXP é aumentada ao mesmo tempo em que a geração da RIMP é reduzida. O passo percentual de transferência de geração é chamado neste trabalho de  $P_{step}(\%)$ .

O incremento/decremento da geração, também chamado de passo de transferência de geração ( $P_{step}$ ), é definido conforme a Equação (3.4).

$$P_{step} = P_{imp,cb} \cdot P_{step}(\%) \quad (3.4)$$

onde  $P_{imp,cb}$  é a geração de potência ativa da RIMP no caso base.

Definido  $P_{step}$ , as barras de geração da REXP sofrem um incremento em sua geração e as barras de geração da RIMP sofrem uma redução, de acordo com o montante de  $P_{step}$ . Em seguida é executado um fluxo de potência e os critérios de parada são verificados. Caso

os critérios de parada não tenham sido atingidos, o processo de transferência continua. Os critérios de parada adotados neste trabalho para o cálculo do limite de transferência de potência podem ser vistos a seguir:

- a) fluxo de potência divergente ou não convergente;
- b) todas as barras de geração da REXP atingiram a geração máxima;
- c) todas as barras de geração da RIMP atingiram a geração mínima.

É importante destacar que o processo de transferência de geração não é interrompido enquanto pelo menos um dos critérios de parada não for violado. Mesmo que toda a geração de potência ativa da RIMP tenha sido transferida para REXP, podem existir casos em que uma barra de geração da RIMP represente um intercâmbio que pode chegar a assumir valores negativos e, portanto, o processo deve continuar enquanto o limite mínimo dessa barra de intercâmbio não for atingido.

De forma a garantir uma maior precisão na identificação do limite de máxima transferência de potência, [Henriques et al. \(2011\)](#) definiram um processo de redução do passo de transferência de geração. Ao se atingir um dos critérios de parada, o algoritmo deve restabelecer o último ponto de operação e em seguida reduzir o passo  $P_{step}$  de acordo com um fator de redução de passo ( $R_{step}$ ), conforme Equação (3.5).

$$P_{step}^{(new)} = \frac{P_{step}^{(old)}}{R_{step}} \quad (3.5)$$

Neste trabalho, durante o cálculo do limite de MW, a redução de  $P_{step}$  é realizada de forma gradativa, a fim de se garantir uma melhor precisão para os resultados. Segue o algoritmo adotado para cada vez que os critérios de parada forem atingidos:

- a) **1ª etapa:**  $P_{step}$  é reduzido por um fator  $F = 4$  e o último ponto de operação é restabelecido;
- b) **2ª etapa:**  $P_{step}$  é reduzido por um fator  $F = 2$  e o último ponto de operação é restabelecido;
- c) **3ª etapa:**  $P_{step}$  é reduzido por um fator  $F = 2$  e o último ponto de operação é restabelecido;
- d) **4ª etapa:**  $P_{step}$  é reduzido por um fator  $F = R_{step}$  e o último ponto de operação é restabelecido;
- e) **5ª etapa:** o limite de MW foi identificado e o processo tem fim.

Os outros limites de segurança devem ser monitorados ao longo do processo de transferência de geração e, nestes casos, o método de redução de passo é aplicado apenas através da Equação (3.5). Logo, para os demais limites de segurança adota-se a seguinte estratégia:

- a) **1ª etapa:**  $P_{step}$  é reduzido por um fator  $F = R_{step}$  e o último ponto de operação é restabelecido;
- b) **2ª etapa:** quando o limite de segurança em questão for novamente violado, o passo de transferência de geração deve retornar para seu valor anterior ( $P_{step} \times R_{step}$ ) e o processo de transferência de geração continua.

É importante destacar que, após a identificação de um dos limites de segurança, o passo de transferência de geração deve retornar ao seu valor original para garantir que o processo de transferência de potência não seja demasiadamente demorado. Além disso, vale ressaltar que, depois da redução de  $P_{step}$  devido a identificação de um limite, salvo o limite de MW, deve-se garantir que os critérios de parada não sejam aplicados nessa iteração. Logo, é necessário que uma nova iteração ocorra com  $P_{step}$  reduzido para garantir que o limite seja corretamente contabilizado.

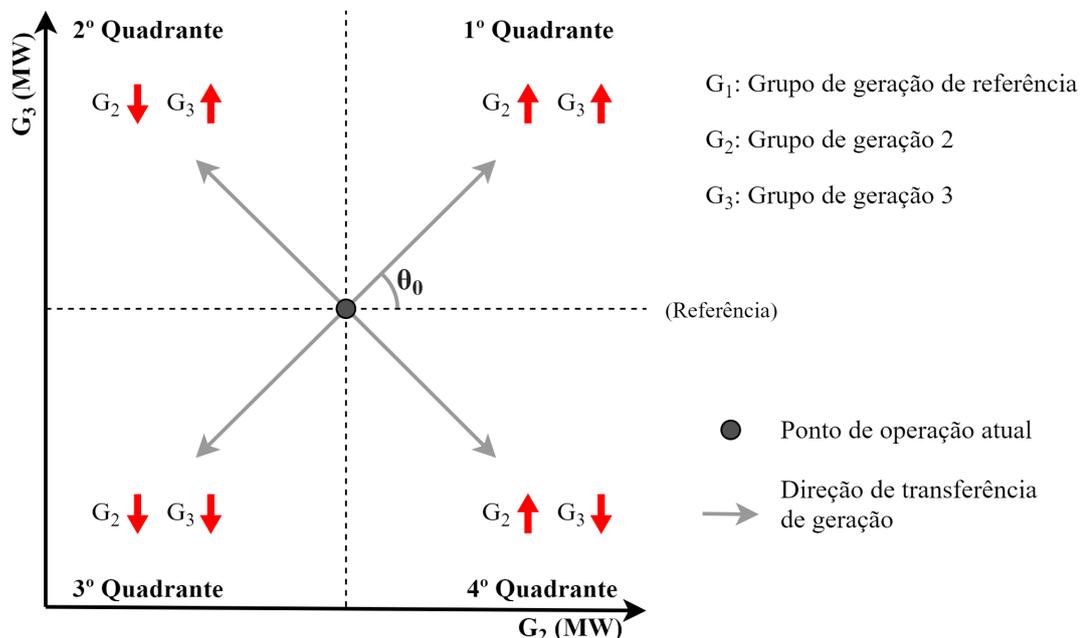
Uma outra informação importante que pode ser extraída do processo de cálculo da máxima transferência de potência e durante a identificação dos limites de segurança é o montante de geração de potência ativa transferido da REXP para RIMP, que, neste trabalho, será chamado de  $P_{trf}$ . É interessante notar que, para cada limite de segurança em um dado ponto de operação do sistema, existe um  $P_{trf}$  associado. Se dois limites de segurança tiverem o  $P_{trf}$  iguais, pode-se deduzir que o ponto de operação de violação desses limites é exatamente o mesmo. O  $P_{trf}$  do limite de MW sempre será maior ou igual ao  $P_{trf}$  de qualquer outro limite de segurança, uma vez que o limite de MW é o limite mais extremo. Vale salientar que esse conceito só é válido dentro de um mesmo processo de transferência de geração, ou seja, para uma dada direção de transferência de geração e ele foi essencial no desenvolvimento do método adaptativo, apresentado no Capítulo 6.

### 3.2.3.2 Cálculo da máxima transferência de potência entre três grupos de geração

Almeida (2011) apresenta uma estratégia para a aplicação da ferramenta de cálculo de máxima transferência de potência no processo de construção da RSE, haja vista que o sistema estará dividido em três grupos de geração. A abordagem é a seguinte: as regiões REXP e RIMP deverão ser compostas por no máximo dois grupos de geração, de acordo com a direção de transferência de geração em que o processo estiver sendo realizado. Ou seja, as regiões REXP e RIMP serão redefinidas diversas vezes dentro do processo de construção da RSE, a fim de garantir que diferentes cenários de despacho dos grupos de geração sejam explorados para suprir um determinado perfil de carga.

A metodologia que determina quais grupos irão pertencer a cada região é baseada em uma análise trigonométrica no plano  $G_2 \times G_3$ , conforme foi apresentado na Figura 10. Cada direção de transferência de geração define os grupos que pertencem às regiões REXP e RIMP através do ângulo da direção. A Figura 12 traz novamente o nomograma do plano  $G_2 \times G_3$  para um ponto de operação, porém agora com apenas quatro direções a fim de exemplificar o processo de definição das REXP e RIMP. É importante destacar que quatro quadrantes podem ser definidos no nomograma da Figura 12, considerando que o POA é tomado como referência. O quadrante em que cada direção de transferência de geração se encontra está diretamente relacionado com a definição das regiões REXP e RIMP. A Figura 12 destaca o comportamento de aumento ou redução da geração dos grupos 2 e 3 de acordo com os quadrantes. Por exemplo, ao percorrer a direção com ângulo  $\theta = 45^\circ$ , que se encontra no 1º quadrante, tem-se que a geração dos grupos 2 e 3 aumenta ao passo que a geração do grupo 1 deve diminuir para fechar o balanço de potência. Ou seja, para  $\theta = 45^\circ$ , a REXP é composta pelos grupos 2 e 3 e a RIMP apenas pelo grupo 1. Portanto, os três grupos de geração podem atuar exportando ou importando potência ativa, dependendo da direção de transferência de geração que estiver sendo percorrida e, assim, o perfil de geração do sistema será modificado gradualmente e diversos cenários de geração poderão ser explorados (ALMEIDA *et al.*, 2013).

Figura 12 – Nomograma do plano  $G_2 \times G_3$ .



Fonte: Adaptado de Almeida *et al.* (2013).

A Tabela 2 mostra como as regiões REXP e RIMP são definidas a partir dos ângulos das direções de transferência de geração. A notação “-” indica que o ângulo em questão não pertence a nenhum dos quatro quadrantes e possui uma regra diferenciada.

Por exemplo, para  $\theta = 90^\circ$ , a REXP é composta pelo grupo 3 e a RIMP pelo grupo 1 e, portanto, o grupo 2 não participa do processo de transferência de geração. Essa análise é comprovada ao se analisar a Figura 12, onde ao se caminhar na direção com ângulo  $\theta = 90^\circ$ , tem-se que a direção de transferência de geração não possui projeção no eixo  $G_2$ , uma vez que o cosseno de  $90^\circ$  é igual a zero.

Tabela 2 – Possíveis cenários de regiões exportadora e importadora.

Quadrante	Ângulo	REXP	RIMP
1º	$0^\circ < \theta < 90^\circ$	$G_2 + G_3$	$G_1$
2º	$90^\circ < \theta < 135^\circ$	$G_3$	$G_1 + G_2$
	$\theta = 135^\circ$	$G_3$	$G_2$
	$135^\circ < \theta < 180^\circ$	$G_1 + G_3$	$G_2$
3º	$180^\circ < \theta < 270^\circ$	$G_1$	$G_2 + G_3$
4º	$270^\circ < \theta < 315^\circ$	$G_1 + G_2$	$G_3$
	$\theta = 315^\circ$	$G_2$	$G_3$
	$315^\circ < \theta < 360^\circ$	$G_2$	$G_1 + G_3$
–	$\theta = 0^\circ$ ou $\theta = 360^\circ$	$G_2$	$G_1$
	$\theta = 90^\circ$	$G_3$	$G_1$
	$\theta = 180^\circ$	$G_1$	$G_2$
	$\theta = 270^\circ$	$G_1$	$G_3$

Fonte: Retirado de Almeida (2011).

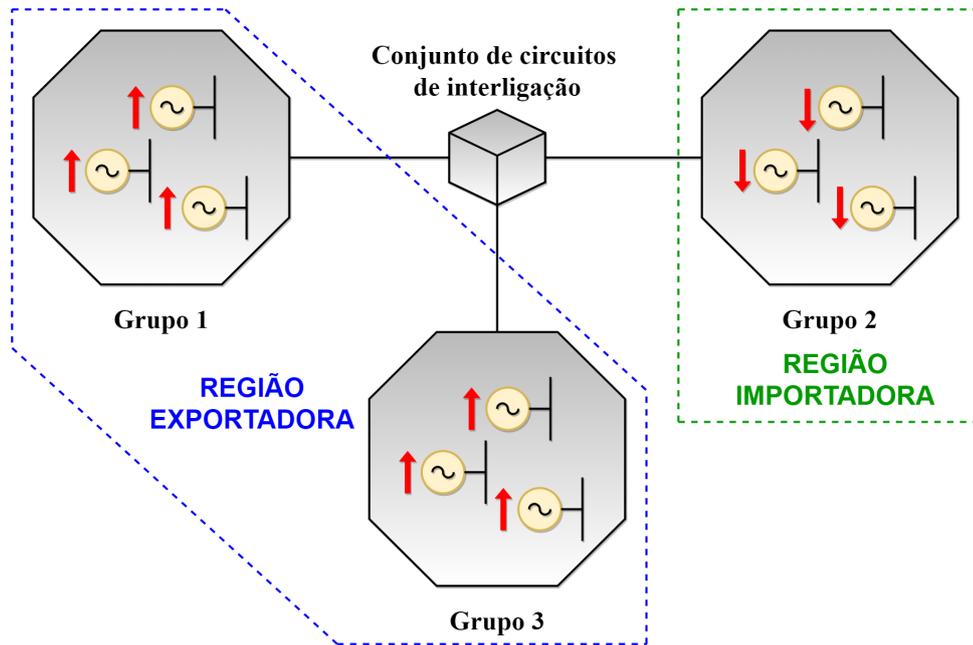
A Figura 13 apresenta um exemplo em que a REXP é constituída pelos grupos 1 e 3, enquanto a RIMP é composta apenas pelo grupo 2. Logo, com base na Tabela 2, a direção de transferência de geração se encontra no 2º quadrante, pois o grupo 2 está importando potência ativa e o grupo 3 exportando. Além disso, pelo fato do grupo 1 pertencer a REXP, pode-se afirmar, mais precisamente, que  $135^\circ < \theta < 180^\circ$ .

### 3.2.4 Cálculo dos fatores de participação

Definida a metodologia para realizar a divisão dos grupos de geração entre as regiões REXP e RIMP conforme a direção angular, se fez necessário saber o quanto cada grupo de geração contribui durante o processo de transferência de potência, uma vez que podem existir dois grupos de geração em uma mesma região e, além disso, o quanto cada barra de geração contribui dentro de seu próprio grupo. Portanto, dois tipos de fatores de participação precisam ser definidos:

- fatores de participação por grupo de geração (FPGs);
- fatores de participação individuais (FPIs).

Figura 13 – Exemplo de grupos de geração divididos em regiões exportadora e importadora.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### 3.2.4.1 Fatores de participação por grupo de geração (FPGs)

De acordo com Almeida (2011), os FPGs são calculados a partir da premissa de que toda a geração de potência ativa em excesso da REXP deve ser transferida à RIMP, mantendo o balanço de potência do sistema. Se as regiões REXP e RIMP fossem, cada uma, composta por um único grupo de geração, poderia-se afirmar que os FPGs desses grupos seriam iguais a 1, representando que 100% da potência gerada em excesso pela REXP seria absorvida pela RIMP. Como a construção da RSE depende de três grupos de geração, faz-se necessário saber, para cada direção de transferência de geração, o quanto cada grupo de geração contribui dentro de sua respectiva região. Primeiramente, são definidos os fatores de participação por região (FPRs), conforme as Equações (3.6) e (3.7):

$$FPR_{REXP} = 1,0 \quad (3.6)$$

$$FPR_{RIMP} = 1,0 \quad (3.7)$$

As Equações (3.6) e (3.7) indicam que, tanto a REXP quanto a RIMP, devem contribuir com 100% na geração ou absorção do excesso de potência gerada. Sabendo-se que, dependendo da direção, as regiões REXP e RIMP podem ser constituídas por mais

de um grupo de geração, pode-se escrever as Equações (3.8) e (3.9).

$$FPR_{REXP} = \sum FPG_{x,REXP} \quad (3.8)$$

$$FPR_{RIMP} = \sum FPG_{x,RIMP} \quad (3.9)$$

onde,  $FPG_{x,REXP}$  corresponde ao(s) FPG(s) do(s) grupo(s) pertencente(s) a REXP; e  $FPG_{x,RIMP}$  ao(s) FPG(s) do(s) grupo(s) referente(s) a RIMP. Em ambos os casos, deve-se levar em consideração a direção de transferência de geração analisada.

A partir dessas premissas, torna-se necessário calcular os FPGs de forma que seus somatórios, tanto pra REXP quanto pra RIMP, totalizem 1,0. A dedução das equações para o cálculo dos FPGs se baseia na análise trigonométrica dos quatro quadrantes indicados na Figura 12 e na Tabela 2. As equações, para o cálculo do FPG de cada um dos três grupos de geração de acordo com o ângulo da direção de transferência de geração, podem ser vistas na Tabela 3. A fim de facilitar a análise, as equações de cada FPG estão divididas em cores, sendo o vermelho utilizado quando o FPG se refere a REXP e o azul a RIMP. A dedução das equações apresentadas na Tabela 3 podem ser encontradas no trabalho desenvolvido por Almeida (2011).

É interessante notar que, por exemplo, para qualquer ângulo na faixa  $0^\circ < \theta < 90^\circ$ , o  $FPG_1$  é sempre igual a 1,0 e o grupo 1 sempre pertence à RIMP. Analogamente, para essa mesma faixa, a soma de  $FPG_2$  com  $FPG_3$  também é igual a 1,0 e os grupos 2 e 3 sempre pertencem à REXP. Outro ponto que merece destaque são os FPGs na Tabela 3 que aparecem com a cor preta e valor zero, indicando que o grupo de geração em questão não tem participação no processo de transferência de potência para a faixa do ângulo analisada.

#### 3.2.4.2 Fatores de participação individuais (FPIs)

A partir do cálculo dos FPGs para uma dada direção de transferência de geração, torna-se possível saber o quanto cada grupo de geração contribui no processo de transferência de potência entre as regiões REXP e RIMP. Todavia ainda é necessário saber exatamente qual é a participação de cada barra de geração nesse processo. Ou seja, é essencial conhecer qual a proporção que cada unidade geradora irá aumentar ou reduzir sua geração atual, em relação ao montante de geração que está sendo transferido. Se um grupo de geração for formado por uma única barra, a dedução de seu FPI se torna óbvia, e seu FPI é igual a 1,0. Por outro lado, se existirem mais de uma barra de geração em um grupo, uma análise mais complexa é necessária.

Tabela 3 – Cálculo dos fatores de participação por grupo de geração.

Quadrante	Faixa	FPG <sub>1</sub>	FPG <sub>2</sub>	FPG <sub>3</sub>
1º	$0^\circ < \theta < 90^\circ$	1,0	$\frac{1}{1+tg(\theta)}$	$\frac{tg(\theta)}{1+tg(\theta)}$
2º	$90^\circ < \theta < 135^\circ$	$\frac{tg(180^\circ-\theta)-1}{tg(180^\circ-\theta)}$	$\frac{1}{tg(180^\circ-1)}$	1,0
	$\theta = 135^\circ$	0,0	1,0	1,0
	$135^\circ < \theta < 180^\circ$	$1 - tg(180^\circ\theta)$	1,0	$tg(180^\circ - \theta)$
3º	$180^\circ < \theta < 270^\circ$	1,0	$\frac{1}{1+tg(\theta-180^\circ)}$	$tg(\theta - 180^\circ)$
4º	$270^\circ < \theta < 315^\circ$	$\frac{tg(360^\circ-\theta)-1}{tg(360^\circ-\theta)}$	$\frac{1}{tg(360^\circ-\theta)}$	1,0
	$\theta = 315^\circ$	0,0	1,0	1,0
	$315^\circ < \theta < 360^\circ$	$1 - tg(360^\circ - \theta)$	1,0	$tg(360^\circ - \theta)$
-	$\theta = 0^\circ$ ou $\theta = 360^\circ$	1,0	1,0	0,0
	$\theta = 90^\circ$	1,0	0,0	1,0
	$\theta = 180^\circ$	1,0	1,0	0,0
	$\theta = 270^\circ$	1,0	0,0	1,0
<b>Legenda dos FPGs</b>				
Região exportadora	•			
Região importadora	•			
Não participa	•			

Fonte: Adaptado de Almeida (2011).

Segundo Almeida (2011), existem duas opções para o cálculo dos FPIs:

- com base na capacidade máxima de cada gerador;
- com base no despacho do caso base de cada gerador.

A escolha do método de cálculo dos FPIs tem influência direta na construção da RSE e deve ser realizada conforme a necessidade do estudo, uma vez que um dos objetivos da RSE é representar a realidade da maneira mais fiel possível. Almeida (2011) explora exemplos com os dois métodos de cálculo.

O cálculo do FPI de um dado gerador  $i$  com base em sua capacidade máxima é realizado a partir da Equação (3.10). Para o cálculo a partir do despacho do caso base

deve-se adotar a Equação (3.11).

$$FPI_{ger,i} = \frac{P_{gmax,i}}{CAP_{max,G_x}} \times FPG_x \quad (3.10)$$

$$FPI_{ger,i} = \frac{P_{gbase,i}}{DSP_{base,G_x}} \times FPG_x \quad (3.11)$$

onde  $P_{gmax,i}$  é a geração máxima de potência ativa do gerador  $i$ ;  $CAP_{max,G_x}$  é a capacidade máxima de geração de potência ativa do grupo  $x$  (somatório de  $P_{gmax}$  de todos os geradores do grupo  $x$ , incluindo a do gerador  $i$ );  $P_{gbase,i}$  é a geração de potência ativa do gerador  $i$  no caso base;  $DSP_{base,G_x}$  é o despacho de geração de potência ativa do grupo  $x$  no caso base (somatório de  $P_{gbase}$  de todos os geradores do grupo  $x$ , incluindo a do gerador  $i$ ); e  $FPG_x$  é o fator de participação do grupo de geração  $x$ .

Independente do método de cálculo adotado, o somatório dos FPIs referentes aos geradores pertencentes ao grupo  $x$  deve ser igual ao  $FPG_x$ , conforme a Equação (3.12), em que  $N_{gen,G_x}$  é número de geradores do grupo de geração  $x$ .

$$FPG_x = \sum_{i=1}^{N_{gen,G_x}} FPI_{ger,i} \quad (3.12)$$

Neste trabalho o cálculo dos FPIs é feito com base na capacidade máxima de cada gerador. Essa escolha foi tomada com o objetivo de permitir que os resultados do programa desenvolvido pudessem ser comparados com os resultados do programa ANAREDE.

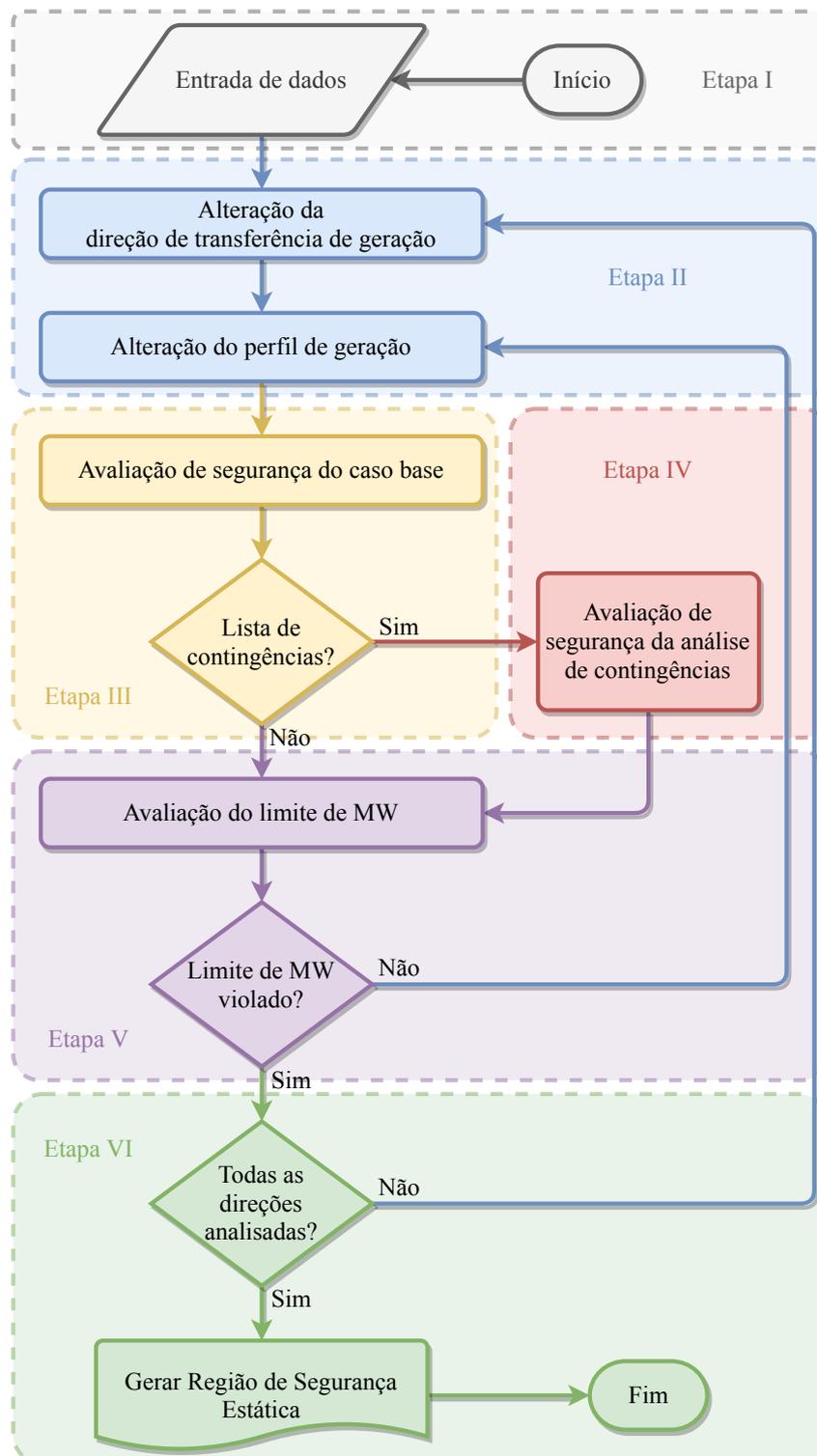
### 3.3 ALGORITMO

O Fluxograma da Figura 15 apresenta o algoritmo para construção da RSE com todos os detalhes destacados anteriormente. A fim de facilitar a explicação do processo, que tem um certo nível de complexidade, optou-se pela divisão do Fluxograma em seis etapas, conforme é mostrado na Figura 14, que apresenta um fluxograma simplificado.

A descrição de cada uma das etapas e como elas se relacionam entre si, pode ser vista a seguir:

- a) **Etapa I – inicialização:** esta etapa é bem simples e engloba a leitura dos dados do sistema e a definição dos parâmetros de construção da RSE.
- b) **Etapa II – alteração da direção de transferência de geração e do perfil de geração:** após o processo de inicialização, é definida a direção de transferência, onde a primeira direção é inicializada com ângulo  $\theta_0 = 45^\circ$  (ver Subseção 3.2.2.1). Em seguida são definidos os grupos de geração que compõem as regiões REXP e RIMP, de acordo com a Tabela 2, e com base na geração da RIMP é calculado o

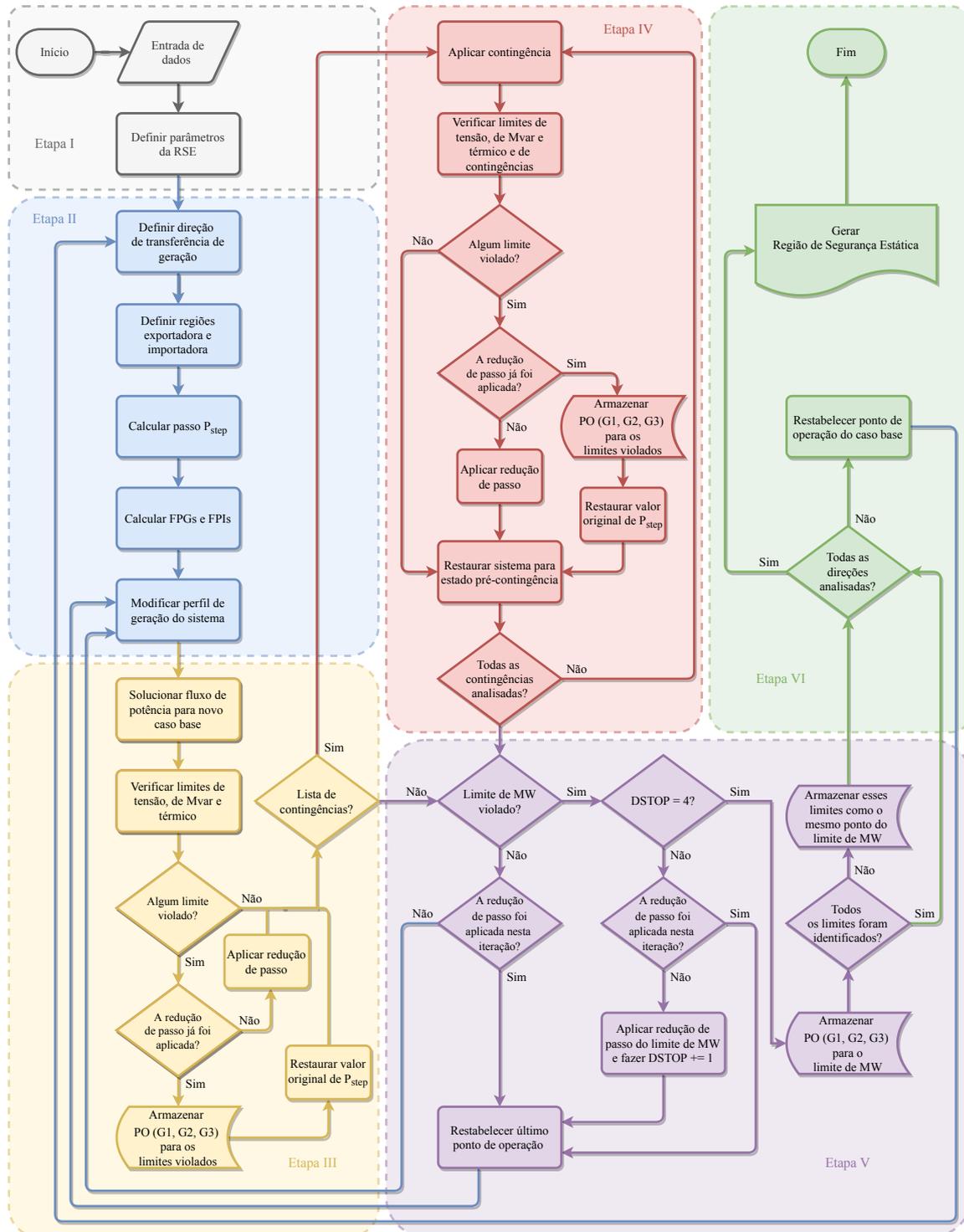
Figura 14 – Fluxograma simplificado do processo de construção da região de segurança estática.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

passo de transferência de geração (ver Subseção 3.2.3.1). Os fatores de participação por grupo e individuais são calculados logo após a definição da REXP e RIMP,

Figura 15 – Fluxograma do processo de construção da região de segurança Estática.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

respectivamente, pelas equações da Tabela 3 e pela Equação (3.10).

Finalmente, o último passo é modificar o perfil de geração do sistema com base nas informações anteriores. Após as avaliações de segurança das próximas etapas, o perfil de geração do sistema continua sendo modificado enquanto o limite de MW não for

identificado. Quando esse limite for violado, uma nova direção de transferência de geração deve ser escolhida e todo o processo é repetido até que todas as direções tenham sido avaliadas.

- c) **Etapa III – avaliação de segurança do caso base:** a cada modificação do perfil de geração do sistema, deve-se avaliar a segurança do novo caso base. Basicamente, é solucionado um fluxo de potência e é verificado se o limite de tensão, limite de Mvar e/ou limite térmico sofreram violações. Se for identificada uma violação em qualquer um desses limites, é aplicada a redução de passo de transferência de geração pelo fator  $R_{step}$  (ver Subseção 3.2.3.1). Posteriormente, na Etapa V, o sistema será restabelecido para um ponto de operação anterior para garantir que o ponto de violação possa ser localizado com precisão. É importante enfatizar que a redução de passo não deve ser aplicada mais de uma vez ao mesmo tempo.

Por outro lado, se o passo já estiver reduzido e for detectada uma violação em algum dos limites, significa que o ponto inseguro para esse limite foi localizado com precisão e ele pode ser armazenado no formato das gerações dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ . Em seguida, o passo de transferência de geração deve retornar para seu valor original, ou então o processo de transferência de potência nesta direção será muito mais demorado do que o necessário. A última parte consiste em verificar se existe alguma contingência a ser aplicada. Em caso afirmativo, deve-se partir para a avaliação de segurança da análise de contingência na Etapa IV. Se não houver contingências, pode-se avaliar se o sistema atingiu o limite de MW através da Etapa V.

- d) **Etapa IV – avaliação de segurança da análise de contingências:** esta etapa é bastante semelhante à Etapa III, com a diferença de que o limite de contingências também é monitorado e que é executado um fluxo de potência para cada contingência da lista. A mesma metodologia de redução do passo de transferência de geração é aplicada quando uma violação é identificada e deve-se levar em conta se a redução de passo já ocorreu anteriormente. É importante ressaltar que após a avaliação de uma contingência, o sistema sempre deve ser restaurado para o estado pré-contingência. O processo tem fim quando a segurança estática para todas as contingências tiver sido avaliada.
- e) **Etapa V – avaliação do limite de MW:** nesta etapa é verificado se o limite de máxima transferência de potência foi alcançado através dos critérios apresentados na Subseção 3.2.3.1. Enquanto o limite de MW não for atingido, deve-se garantir que o perfil de geração do sistema volte a ser modificado e, quando necessário, que o estado do sistema seja restabelecido para o último ponto de operação no caso de redução de passo ter acontecido nesta iteração. Além disso, é aplicada uma redução de passo especial quando o limite de transferência de potência é atingido, essa redução de passo é realizada enquanto o contador  $DSTOP$  for menor do que 4

e obedece as cinco etapas descritas na Subseção 3.2.3.1. *DSTOP* é o contador de redução de passo para o limite de MW e é inicializado com o valor zero e é acrescido em uma unidade a cada etapa da redução de passo. Vale destacar, que se deve evitar que ocorram duas reduções de passo na mesma iteração para que a precisão dos resultados não seja comprometida.

Quando todas as reduções de passo tiverem sido aplicadas e o limite de MW tiver sido violado, finalmente terá sido identificada a máxima transferência de potência do sistema para essa direção de transferência de geração e esse ponto de operação poderá ser armazenado. A última parte é verificar se algum dos outros limites de segurança não foi identificado nesta direção de transferência de geração, e caso isso ocorra, o ponto de violação desse limite será armazenado como o mesmo do limite de MW.

- f) **Etapa VI – finalização:** após a avaliação de segurança em todas as direções de transferência de geração, todos os pontos de violação dos limites de segurança terão sido identificados nos diversos perfis de geração que o sistema foi submetido. Em seguida, deve-se gerar os nomogramas  $G_1 \times G_2$ ,  $G_1 \times G_3$  e  $G_2 \times G_3$  para que a RSE possa ser avaliada e o processo de construção chega ao fim.

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre RSEs, suas principais características e aplicações, e os limites de segurança que usualmente são encontrados nesse tipo de ferramenta. Além disso, o processo construtivo da RSE foi apresentado em detalhes, destacando as particularidades de cada etapa.

Também foi apresentado um algoritmo detalhado com os principais aspectos de cada etapa do processo de construção de uma RSE, demonstrando como cada etapa se relaciona, onde foram enfatizados pontos em que é possível tornar o processo mais eficiente computacionalmente. A partir desse algoritmo é possível compreender como uma ferramenta computacional para construção de RSEs pode ser implementada.

O Apêndice A traz toda a implementação computacional para o desenvolvimento da ferramenta utilizada como base para este trabalho. Essa ferramenta foi desenvolvida buscando eficiência computacional e, por isso, foram utilizadas técnicas de matrizes esparsas na solução dos fluxos de potência. Além dos nomogramas, que são indispensáveis para a observação de uma RSE, o programa conta com a geração de relatórios de saída que complementam as informações gráficas. Além disso, foi desenvolvida uma interface gráfica para o programa, a fim de tornar sua utilização mais intuitiva.

## 4 UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA PARA MONITORAÇÃO DE PERDAS

### 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No Capítulo 3 foi apresentado que uma RSE é capaz de mostrar, de forma bastante objetiva, os possíveis problemas que um SEP pode estar sujeito com relação a sua operação segura. Sua capacidade de reproduzir visualmente as margens de segurança dos sistemas faz com que sua utilização seja bastante intuitiva e seja capaz de complementar as avaliações de segurança realizadas em centros de operação.

Por outro lado, quando se tratam de aspectos econômicos, as perdas técnicas em sistemas de transmissão e distribuição têm grande relevância, especialmente quando relacionadas à questões como o aumento de geração distribuída devido ao elevado número de tecnologias disponíveis para fontes alternativas de energia. Além das questões econômicas, um valor elevado de perdas em um sistema pode prejudicar sua operação segura, podendo afetar suas margens de segurança. Logo, a minimização de perdas em um SEP é um tema de interesse tanto comercial quanto operacional (OCHOA; HARRISON, 2010; ATWA *et al.*, 2009).

A implementação de novas funcionalidades à RSE torna possível que problemas como a minimização de perdas sejam avaliados em conjunto com aspectos de segurança de um SEP. A partir desta premissa, neste capítulo é proposta uma metodologia para monitorar as perdas de um sistema através de sua RSE. A monitoração de perdas pode ser realizada com poucas modificações no algoritmo de construção da RSE e se dá pela inserção de um limite para monitoração de perdas elétricas, semelhante aos outros limites de segurança apresentados na Subseção 3.2.2.2, em conjunto com um mapa de calor para tornar possível a visualização da variação das perdas ao longo da RSE. Através da utilização do mapa de calor para perdas na RSE, torna-se possível verificar qual o perfil de despacho dos grupos de geração que possuem os menores valores de perdas e ainda assim garantir que o sistema continue operando em uma região segura.

### 4.2 LIMITE DE PERDAS

#### 4.2.1 Metodologia

Partindo do princípio que durante o processo de transferência de geração entre a REXP e a RIMP, em uma determinada direção, existem diversos pontos de operação que são representados nos nomogramas da RSE pela geração de potência ativa dos três grupos de geração da RSE, pode-se afirmar que cada um desses pontos é definido pela Equação

(4.1).

$$PO(P_{G_1}, P_{G_2}, P_{G_3}) \quad (4.1)$$

onde PO representa um ponto de operação com um determinado perfil de geração em uma RSE; e  $P_{G_1}$ ,  $P_{G_2}$  e  $P_{G_3}$  são as gerações de potência ativa dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ .

A proposta do limite de perdas é que as perdas do sistema sejam calculadas após a solução dos diversos fluxos de potência durante o processo de transferência de geração e que esses valores de perdas sejam comparados com um limite percentual em relação à geração total do sistema. Dessa forma, a monitoração de perdas é realizada ao se verificar qual ponto de operação de cada direção de transferência de geração, de acordo com a Equação (4.1), viola o limite percentual de perdas. Visando à eficiência computacional, o cálculo das perdas deve acontecer até que o limite de perdas seja identificado. É importante destacar que o procedimento de redução do passo de transferência de geração apresentado na Subseção 3.2.3.1 também é aplicável ao limite de perdas, a fim de garantir uma maior precisão nos resultados.

O limite percentual de perdas, pré-definido pelo usuário, deve ser escolhido de acordo com os objetivos do estudo, uma vez que percentuais de perdas aceitáveis se alteram de sistema para sistema e variam de acordo com suas condições de operação. É interessante verificar que, durante a escolha do limite percentual, seja verificado qual é o valor de perdas percentuais no POA, através da solução de um caso de fluxo de potência, e, dessa forma, definir um valor adequado. Destaca-se que, conforme o perfil de geração do sistema é modificado, podem existir pontos de operação que tenham valores de perdas menores do que o POA; contudo, a escolha de um limite percentual de perdas menor do que o valor do POA inviabiliza a identificação do limite de perdas na RSE, uma vez que o próprio caso base do POA já estaria violado.

Vale salientar que a monitoração de perdas é realizada apenas para o caso base. Ou seja, durante as análises de contingências, as perdas do sistema não são calculadas e monitoradas. Essa escolha foi feita devido à inclusão do mapa de calor que, é apresentado na Seção 4.3, e o fato de que em situações emergenciais, que é o caso das contingências, a minimização de perdas não é uma prioridade.

#### 4.2.2 Cálculo de perdas percentuais

Segundo Monticelli (1983), as perdas em um circuito “ $i$ ” ( $P_{loss,i}$ ) de um sistema genérico, que interliga as barras “ $k$ ” e “ $m$ ”, são calculadas a partir da soma dos fluxos de potência ativa no sentido “ $km$ ” e no sentido “ $mk$ ”, conforme a Figura 16 e a Equação (4.2).

Figura 16 – Fluxos de potência ativa em um circuito genérico “ $i$ ”.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

$$P_{loss,i} = P_{km} + P_{mk} \quad (4.2)$$

O fluxo de potência no sentido “ $km$ ” pode ser calculado, genericamente, pela Equação (4.3), conforme apresentado por Monticelli (1983).

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 - (a_{km} V_k) V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - (a_{km} V_k) V_m b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) \quad (4.3)$$

onde  $V_k$  e  $V_m$  são, respectivamente, os módulos das tensões das barras “ $k$ ” e “ $m$ ”;  $\theta_{km}$  é diferença entre as fases das tensões das barras “ $k$ ” e “ $m$ ”;  $g_{km}$  e  $b_{km}$  são, respectivamente, a condutância e susceptância série do circuito “ $km$ ”;  $a_{km}$  é a relação de transformação entre as tensões  $V_k$  e  $V_m$  para transformadores; e, por fim,  $\phi_{km}$  é o ângulo de defasagem para transformadores defasadores.

Considerando que o sistema possua um número de circuitos igual a  $N_{lin}$ , pode-se afirmar que as perdas totais ( $P_{loss,T}$ ), em um dado ponto de operação, são calculadas a partir da soma das perdas de cada circuito desse sistema, de acordo com a Equação (4.4). Para sistemas de potência, tal valor de perdas é calculado em MW.

$$P_{loss,T} = \sum_{i=1}^{N_{lin}} P_{loss,i} \quad (4.4)$$

Para calcular as perdas percentuais do sistema, além do valor de perdas totais em MW, também é necessário conhecer a geração de potência ativa total ( $P_{G,T}$ ). Para um sistema com um número de barras de geração igual a  $N_{gen}$  e com geração de potência ativa de cada barra igual  $P_{G,k}$ , sua  $P_{G,T}$  é calculada pela Equação (4.5).

$$P_{G,T} = \sum_{k=1}^{N_{gen}} P_{G,k} \quad (4.5)$$

Finalmente, as perdas percentuais do sistema ( $P_{loss}(\%)$ ) podem ser calculadas a partir das perdas totais, conforme a Equação (4.6). Esse valor percentual se traduz no percentual da geração total do sistema que é utilizado para suprir as perdas.

$$P_{loss}(\%) = \frac{P_{loss,T}(MW)}{P_{G,T}(MW)} \times 100\% \quad (4.6)$$

onde  $P_{loss,T}(MW)$  representa as perdas totais do sistema, em MW; e  $P_{G,T}(MW)$  é a geração de potência ativa total do sistema, em MW;

### 4.2.3 Implementação computacional

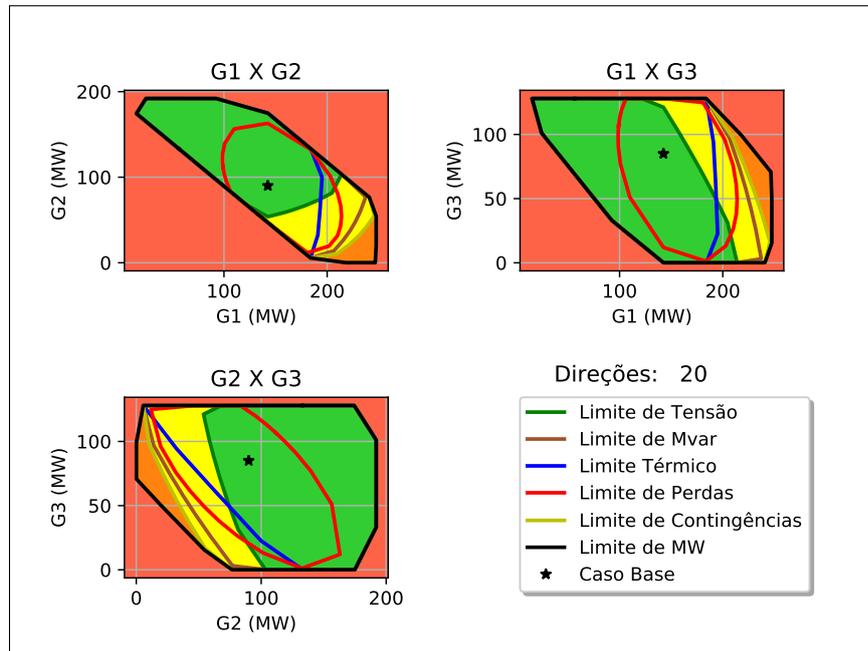
O limite de perdas foi incluído no programa para construção de RSEs seguindo o mesmo padrão de arquivos de saída mostrados na Subseção A.3.2 do Apêndice A. Esse limite de segurança é representado neste trabalho por uma linha contínua em vermelho. A monitoração de perdas é ativada quando a opção de controle de execução “MOCL” é informada pelo usuário. O percentual de perdas também deve ser informado pelo usuário, em valores percentuais, e é tratado como uma constante nomeada “LPRD” no código de execução DCTE.

A Figura 17 apresenta de forma ilustrativa a RSE do sistema tutorial 9 Barras do Anexo A, onde o número de direções de transferência de geração é igual a 20 e o limite percentual de perdas foi definido igual 1%. O código e as opções de execução utilizados estão a seguir: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT MOCL. Pode-se destacar que a partir do limite de perdas, as perdas percentuais do sistema serão superiores a 1%.

Além dos nomogramas no mesmo padrão apresentado na Subseção A.3.2, também é gerado um “Relatório do limite de perdas”, que segue o modelo apresentado na Figura 18. O limite percentual informado através da constante “LPRD” fica ao lado do título do relatório. A seguir estão as descrições de cada campo desse relatório:

- a) “DIR”: indica o número da direção de transferência de geração, variando de 1 ao número de direções utilizadas para construção da RSE;
- b) “ANGULO (GRAUS)”: indica o ângulo, em graus, da direção de transferência de geração;
- c) “GER GRP 1 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_1$  no ponto do limite de perdas;
- d) “GER GRP 2 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_2$  no ponto do limite de perdas;
- e) “GER GRP 3 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_3$  no ponto do limite de perdas;

Figura 17 – Exemplo de nomogramas em figura única com limite de perdas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

- f) “DIST P.O. (MW)” : indica a distância, em MW, entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação do limite de perdas;
- g) “LIM DE PERD VIOLADO?” : indica se o limite percentual de perdas foi violado através das *strings* “SIM” ou “NAO”. Essa informação é importante, pois se o limite de perdas coincidir com o limite de MW, significa que esse ponto foi definido pelo fim do processo de transferência de geração, e não porque houve uma violação.

Figura 18 – Modelo dos relatórios do limite de perdas.

```

"Título do caso"
RELATORIO DO LIMITE DE PERDAS * XXXXX% *
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
  ANGULO  GER GRP 1 GER GRP 2 GER GRP 3 DIST P.O. LIM DE PERD
  DIR  (GRAUS)  (MW)      (MW)      (MW)      (MW)      VIOLADO?
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

  1 XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX
  .....
  2 XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX
  .....
  .
  .
  .....
  Nd XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
    
```

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## 4.3 MAPA DE CALOR PARA PERDAS

### 4.3.1 Metodologia

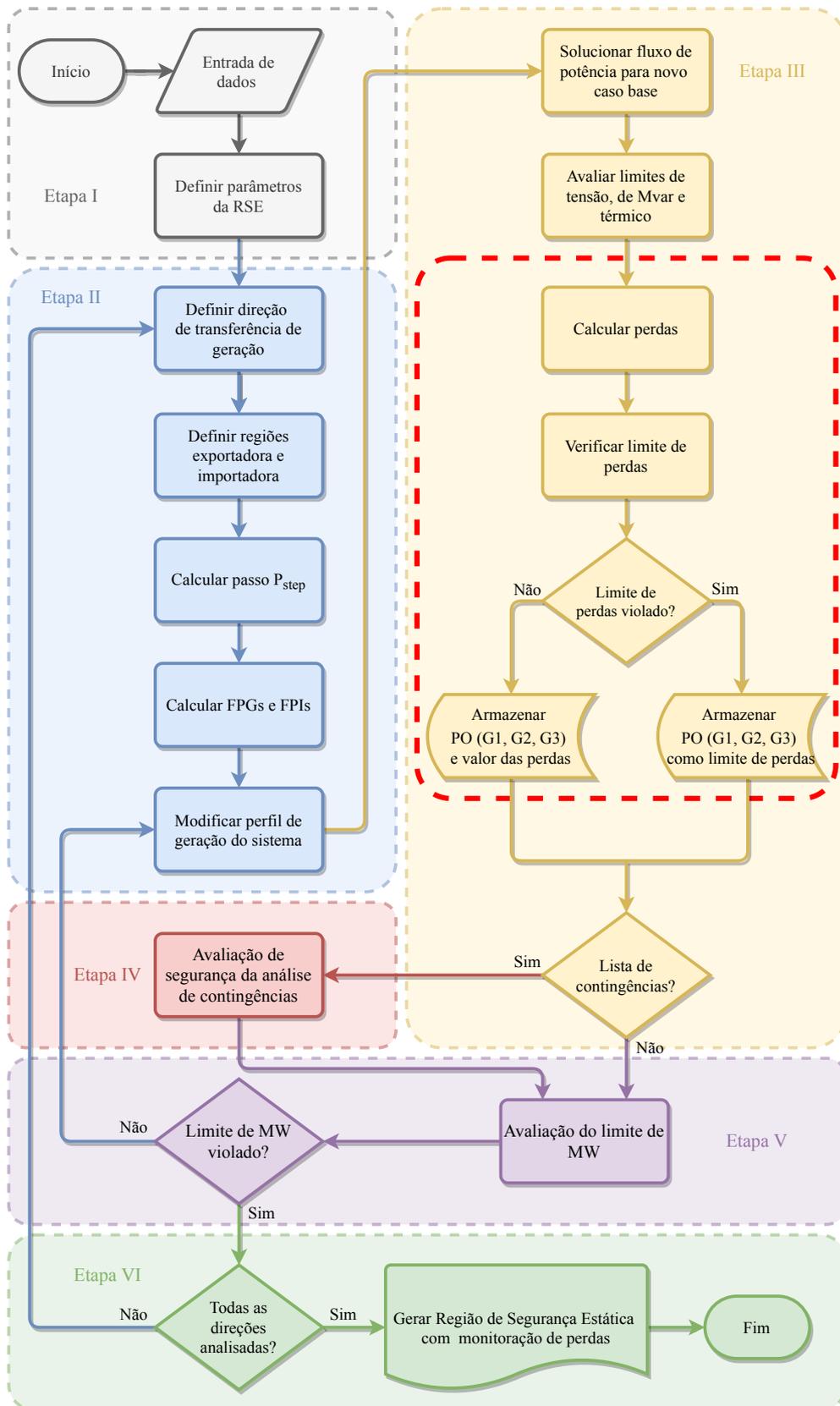
Com o limite de perdas implementado, é possível aplicar na área delimitada um mapa de calor para observar como as perdas do sistema variam de acordo com a alteração do seu perfil de geração. Ou seja, as perdas do sistema podem aumentar ou diminuir ao se modificar a maneira como uma mesma demanda de potência é suprida pelas unidades geradoras do sistema. Através do mapa de calor torna-se possível observar essa variação das perdas de maneira simples e objetiva.

Para que o mapa de calor seja implementado, o primeiro passo é armazenar o valor de perdas percentuais, calculado durante a monitoração explicada na Seção 4.2, e também as correspondentes gerações de potência ativa dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ , conforme a Equação (4.1). O Fluxograma da Figura 19 resume os passos para construção da RSE com a inclusão do limite de perdas e do mapa de calor. Destaca-se que foram simplificadas diversas partes do processo de construção da RSE, com o objetivo de enfatizar a etapa em que a inserção da monitoração de perdas é realizada.

As Etapas I e II são exatamente as mesmas apresentadas no algoritmo da Figura 15, em que o processo de construção é inicializado e para cada direção de transferência de geração se tem o perfil de geração do sistema modificado. Por outro lado, é na Etapa III em que ocorre a inserção da monitoração de perdas, já que é nesta etapa em que é realizada a avaliação de segurança do caso base. O processo de verificação dos limites de tensão, de Mvar e térmico é feito da mesma forma que no algoritmo da Figura 15. A modificação se dá justamente na inserção do cálculo das perdas do sistema no ponto de operação do caso base e na verificação se esse valor de perdas deve ser armazenado ou não e, além disso, se o limite percentual de perdas foi atingido. Essa modificação está destacada em linha tracejada vermelha no Fluxograma da Figura 19. Ademais, foi omitido o processo de redução de passo nesta etapa, porém, deve-se considerar que ele é aplicado a todos os limites de segurança, incluindo o limite de perdas. As Etapas restantes (IV, V e VI) também são apresentadas de maneira simplificada, entretanto deve-se considerar que todo o processo descrito no algoritmo da Figura 15 também está sendo realizado.

Um problema do mapa de calor para perdas é a necessidade de que os pontos de operação analisados sejam bastante próximos nos nomogramas, o que significa que graficamente são necessários muitos pontos para que o mapa de calor seja bem definido. Isso reflete, justamente, a necessidade de construir uma RSE com um grande número de direções de transferência de geração e um passo de transferência de geração reduzido. Como consequência, o processo de construção da RSE se torna mais custoso computacionalmente. É possível que sejam utilizadas técnicas de interpolação nos dados obtidos para tornar esse processo mais eficiente. Questões como o número de direções, o valor do passo de

Figura 19 – Fluxograma para construção da RSE com monitoração de perdas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

transferência de geração e o efeito da interpolação são exploradas no Capítulo 8, onde são apresentados os resultados dos estudos realizados.

### 4.3.2 Implementação computacional

A implementação computacional do mapa de calor para perdas foi feita com base no algoritmo da Figura 19. O mapa de calor depende da utilização do limite de perdas, logo, a opção “MOCL” deve ser utilizada. Além disso, com o objetivo de permitir que o limite de perdas seja utilizado sem o mapa de calor, foi implementada a opção de controle de execução “HMAP”, em referência ao termo em inglês *heat map*, que se traduz como mapa de calor. Portanto, para ativação do mapa de calor deve-se utilizar as opções de execução “MOCL HMAP”.

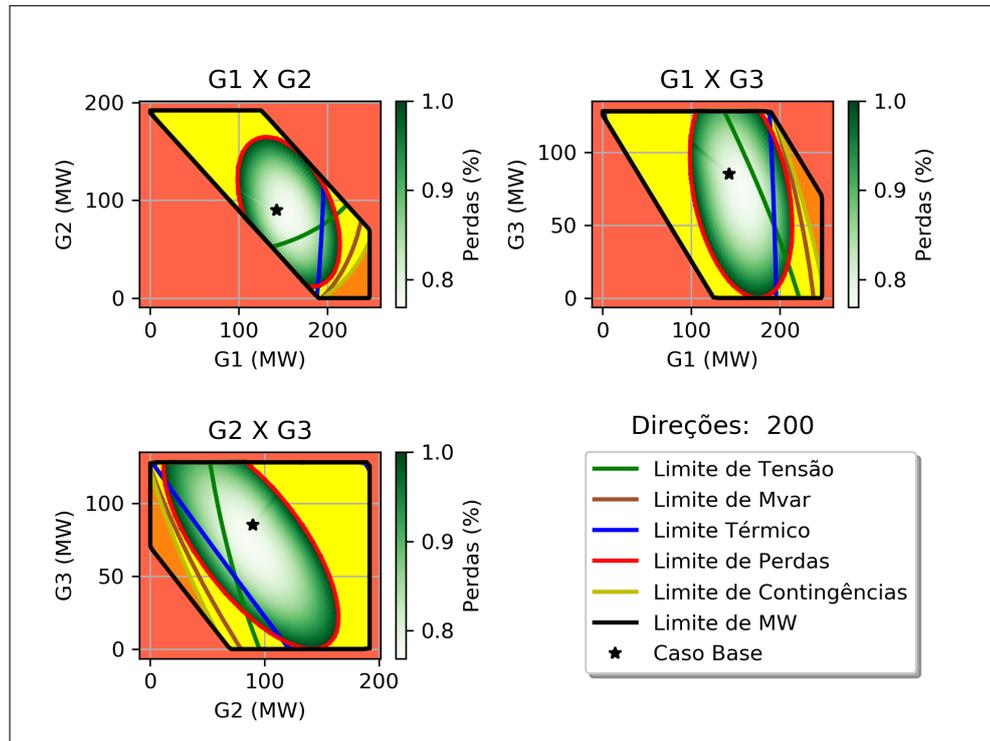
Quando o mapa de calor para perdas é ativado, optou-se por não preencher a área do limite de tensão com a cor verde, de acordo com o que é apresentado na Subseção A.3.2, uma vez que os nomogramas iriam ficar poluídos visualmente com excesso de informação e seu objetivo principal, que é fornecer informações de maneira simples, seria perdido.

O mapa de calor foi construído em linguagem Python através da biblioteca “matplotlib.pyplot.scatter” (MATPLOTLIB, 2020a). Essa biblioteca permite que os dados do mapa de calor sejam fornecidos através de vetores, o que difere da maioria das ferramentas disponíveis no Python com essa funcionalidade, que utilizam matrizes para o fornecimento dos dados. Isso dificultaria a aplicação na monitoração de perdas, já que o número de pontos de operação de cada direção de transferência de geração difere. Para o mapa de calor de cada nomograma, é necessário fornecer as coordenadas de cada ponto (compostas pelos gerações de potência ativa dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ , de acordo com o nomograma), bem como os correspondentes valores de perdas percentuais de cada ponto. Uma legenda lateral é adicionada ao nomograma para identificar os valores percentuais de perdas de acordo com a tonalidade do mapa de calor.

A Figura 20 apresenta os nomogramas de uma RSE ilustrativa do sistema tutorial 9 barras, em que é possível observar o limite de perdas, o mapa de calor e a legenda lateral para cada nomograma. O passo de transferência de geração utilizado foi igual 1% e o número de direções de transferência de geração igual a 200. O código e opções de execução utilizados foram os seguintes: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT MOCL HMAP. O limite de perdas foi definido para  $P_{loss}(\%) = 1,00\%$ , sendo possível observar uma variação de cerca de 0,75% a 1,00% através da barra de legenda lateral. A tonalidade da cor verde do mapa de calor varia conforme o valor das perdas aumenta, sendo o tom mais próximo do branco relacionado aos casos com baixas perdas e o tom verde escuro as altas perdas.

Para melhorar a qualidade do mapa de calor e reduzir o esforço computacional, antes da geração dos nomogramas, podem ser aplicadas técnicas de interpolação nos dados

Figura 20 – Exemplo de nomogramas em figura única com limite de perdas e mapa de calor.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

armazenados. Como os dados foram armazenados através de vetores, foi utilizada uma interpolação simples entre cada ponto de operação. Essa técnica é aplicada duas vezes consecutivas no código desenvolvido e permite que o passo de transferência de geração possa ter um valor mais elevado, conforme é explorado no Capítulo 8, e conseqüentemente, o tempo de construção da RSE é reduzido sem que a qualidade gráfica seja prejudicada.

Outro método que pode auxiliar na redução do tempo de construção da RSE é a aplicação de técnicas de interpolação entre os dados de direções de transferência adjacentes; entretanto, dois motivos dificultaram a implementação dessa metodologia: (i) os dados são armazenados em um único vetor, logo é necessário identificar onde começam e terminam os dados de cada direção; e (ii) a aplicação da redução de passo quando um limite de segurança é identificado, faz com que seja difícil identificar a maneira adequada de realizar a interpolação, uma vez que os pontos nem sempre apresentam o mesmo espaçamento entre si.

#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma metodologia para monitoração de perdas elétricas através de RSEs, de forma que poucas modificações fossem necessárias no processo de construção apresentado no Capítulo 3. A monitoração de perdas é realizada pela

inclusão de um limite de perdas, semelhante aos outros limite de segurança, apresentados anteriormente, em conjunto com um mapa de calor para perdas, que é capaz de mostrar a variação das perdas ao longo da área da RSE. A monitoração de perdas é aplicada apenas ao caso base, pois não é possível que o mapa de calor seja aplicado em conjunto com a análise de contingências e, além do mais, as perdas não são prioridades durante situações de emergência. Ademais, um relatório de saída específico para o limite de perdas foi apresentado.

A monitoração de perdas proposta através de RSEs permite a minimização das perdas através de inspeção visual, sem que haja comprometimento da segurança do sistema e, ainda, torna possível que seja avaliado o perfil de despacho dos grupos geradores que cause o menor impacto nas perdas do sistema. A desvantagem dessa metodologia é que o processo construtivo da RSE se tornar mais custoso computacionalmente, pois um número elevado de direções de transferência de geração é necessário para que o mapa de calor tenha uma qualidade aceitável.

## 5 UTILIZAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA PARA AVALIAÇÃO DO IMPACTO DE GERAÇÃO EÓLICA

### 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

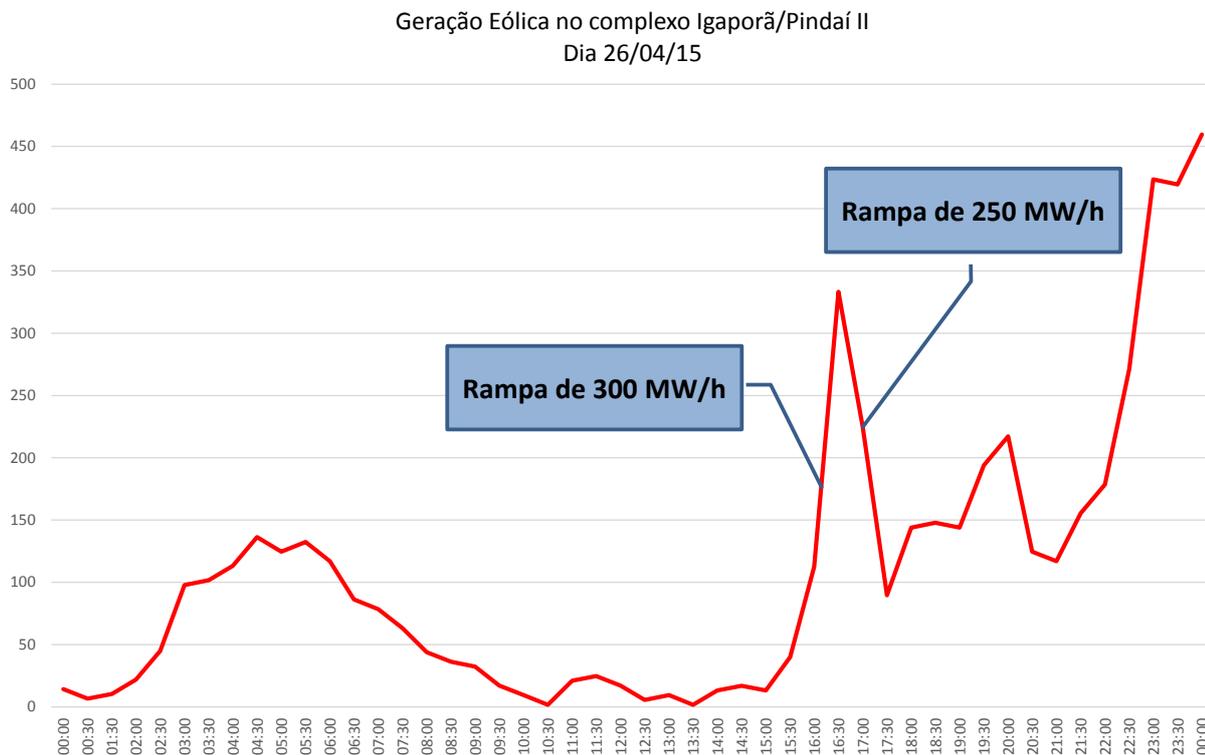
SEPs possuem características altamente não lineares, especialmente quando se leva em consideração o ambiente de constante mudança ao qual estão inseridos, em que a carga, geração e parâmetros operacionais variam continuamente. Além disso, tais sistemas estão sujeitos a um amplo conjunto de perturbações, sejam elas pequenas ou grandes (KUNDUR *et al.*, 2004). Com o aumento natural dos SEPs, tanto em dimensão quanto em complexidade, e a crescente penetração de fontes alternativas de energia, especialmente a geração eólica, novas ferramentas precisam ser desenvolvidas para auxiliar na operação segura destas redes. Por sua vez, a geração eólica tem sido uma das fontes com maior crescimento nas últimas duas décadas, tanto por conta de sua redução de custo quanto por benefícios ambientais (IRENA, 2020).

Os parques eólicos são normalmente fontes de energia não despacháveis e apresentam um alto grau de intermitência, sendo que essa característica se deve à estocasticidade da velocidade do vento (ACKERMANN, 2005). A Figura 21 apresenta a variação da geração de um parque eólico conectado ao SIN, em que ocorrem variações consideráveis em sua geração de potência ativa em curtos períodos de tempo. Logo, faz-se necessário que a intermitência desse tipo de geração seja considerada quando seu grau de penetração se torna significativo em um SEP. Do ponto de vista do SIN, estima-se que até 2023, 9,8% da capacidade de geração instalada no Brasil será composta por geração eólica, o que é bastante relevante (ONS, 2020). Portanto, a alta penetração de geração eólica traz grandes desafios, especialmente para a operação segura de um SEP.

Diversos trabalhos nos últimos anos têm abordado tópicos relacionadas a geração eólica em diversas áreas do setor elétrico. Vittal, O'Malley e Keane (2009) apresentam uma metodologia para avaliar o impacto da geração eólica na estabilidade de tensão de um SEP. Castro, Forte-Esquivel e Tovar-Hernandez (2012) propõem modelos de geradores eólicos em regime permanente integrados a um algoritmo de fluxo de potência com controle primário de frequência. Londero, Affonso e Vieira (2014) apresentam os impactos causados pela integração de turbinas eólicas com velocidade variável na estabilidade de tensão a longo prazo. Lins *et al.* (2018) destacam os desafios da operação, em tempo real, enfrentados pelo SIN com a inserção de geração eólica, onde é evidenciado o problema da intermitência desta fonte alternativa. Costa, Passos Filho e Henriques (2019) propõe uma análise estática da sensibilidade da margem de carregamento para perturbações na velocidade do vento em parques eólicos.

Por outro lado, a utilização de ferramentas para avaliação de segurança de tensão tanto em ambiente *off-line*, para o planejamento da operação e expansão, quanto *on-line*,

Figura 21 – Exemplo da intermitência da geração eólica.



Fonte: Retirado de [ONS \(2017\)](#).

em centros de controle e operação, se mostra cada vez mais difundida ao redor do mundo e tem se tornado indispensável em SEPs modernos. Em relação a avaliação de segurança de SEPs em tempo real, observa-se que a utilização de sistemas *on-line* SDSA ganhou popularidade nos últimos anos por conta dos benefícios na performance da operação de SEPs ([MORISON; WANG; HAMADANI, 2006](#)). Conforme ressaltado no Capítulo 2, um sistema *on-line* SDSA conta com a utilização de diversos recursos para a avaliação de segurança, sendo a RSE umas das principais ferramentas nesse quesito. Com essas premissas, este capítulo apresenta a inserção de um novo limite de geração intermitente em RSEs, de maneira a representar o impacto das perturbações do vento em parques eólicos e, assim, possibilitar uma ferramenta complementar para avaliação de segurança em SEPs com um alto grau de penetração de geração eólica.

## 5.2 LIMITE DE GERAÇÃO INTERMITENTE

### 5.2.1 Modelagem de parques eólicos

O objetivo deste capítulo é demonstrar o impacto da intermitência da geração de parques eólicos através de sua representação em um limite de segurança da RSE. Portanto, optou-se por uma modelagem simplificada de parques eólicos na solução dos problemas de fluxo de potência, necessários para a construção da RSE. Contudo, abordagens

mais completas sobre a modelagem de parques eólicos em fluxo de potência podem ser encontradas em [Castro, Fuerte-Esquivel e Tovar-Hernandez \(2012\)](#), [Costa, Passos Filho e Henriques \(2019\)](#).

O parque eólico foi modelado como uma barra do tipo PQ, sendo a potência ativa especificada como a geração do parque e seu fator de potência unitário. [Sardinha et al. \(2017\)](#) apresentam aperfeiçoamentos nos requisitos técnicos mínimos para a conexão de parques eólicos ao SIN, em que é apresentada uma curva de capacidade de geração de potência reativa para o ponto de conexão, indicando que parques eólicos devem possuir a capacidade de operar com fator de potência unitário. Destaca-se que por conta da modelagem como barra PQ, o parque eólico não possui nenhuma capacidade de controle de tensão e potência reativa.

De maneira a reproduzir a variação da velocidade do vento e, conseqüentemente, o impacto na geração de potência ativa do parque eólico, são introduzidas no sistema duas contingências de geração. O objetivo é aumentar e reduzir a geração de potência ativa do parque eólico através de tais contingências, de acordo com as Equações (5.1) e (5.2), respectivamente.

$$P_{G,k}^{aum} = P_{G,k} + P_{ctg,k} \quad (5.1)$$

$$P_{G,k}^{red} = P_{G,k} - P_{ctg,k} \quad (5.2)$$

onde  $P_{G,k}^{aum}$  é a geração aumentada de potência ativa da barra  $k$  referente ao parque eólico e  $P_{G,k}$  é sua geração inicial; já  $P_{ctg,k}$  é a potência ativa incremental ou decremental devido a contingência de geração aplicada a barra  $k$ . Seguindo o mesmo padrão,  $P_{G,k}^{red}$  é a geração reduzida de potência ativa da barra  $k$ . É importante enfatizar que a geração do parque eólico retorna para o seu valor inicial após a análise de cada contingência de geração.

Considerando que  $P_{G,k}^{aum}$  e  $P_{G,k}^{red}$  podem ser chamados de  $P_{G,k}^{WG}$  em referência a geração eólica, do inglês *wind generation* (WG), define-se os resíduos de potência da barra  $k$ , durante uma contingência de geração do parque eólico, conforme as Equações (5.3) e (5.4)

$$\Delta P_k = P_{G,k}^{WG} - P_{L,k} - P_k^{inj}(V, \theta) \quad (5.3)$$

$$\Delta Q_k = -Q_{L,k} - Q_k^{inj}(V, \theta) \quad (5.4)$$

onde  $P_k^{inj}$  e  $Q_k^{inj}$  são, respectivamente, as potências ativa e reativa injetadas na barra  $k$  e seu equacionamento pode ser encontrado em [Monticelli \(1983\)](#); e  $P_{L,k}$  e  $Q_{L,k}$  são as potências ativa e reativa demandadas pela barra  $k$ .

### 5.2.2 Inserção do limite de geração intermitente na RSE

Foi desenvolvida uma metodologia capaz de avaliar, através de RSEs, a segurança estática de um ponto de operação considerando possíveis violações de seus limites de segurança quando a geração de um parque eólico, ou mais, variar bruscamente, seja durante condições normais de operação ou durante alguma situação de contingência. Esse objetivo é alcançado através da inserção de um novo limite de segurança, chamado limite de geração intermitente.

Foi apresentado no Capítulo 3 que uma RSE é construída através da modificação do perfil de geração de potência ativa do sistema, a fim de suprir uma carga que é mantida em um patamar fixo. Essa modificação do perfil de geração faz com que o sistema assuma uma série de novos pontos de operação, que são avaliados através da solução de fluxos de potência com análises de contingência, enquanto diversos limites de segurança são monitorados. Logo, a inserção de um novo limite de segurança em uma RSE depende da monitoração das grandezas de interesse durante a solução dos vários problemas de fluxo de potência. Seguindo essa linha de pensamento, o limite de geração intermitente proposto é inserido na RSE com a utilização das contingências de geração, descritas nas Equações (5.1) e (5.2), e realizando a monitoração do comportamento de grandezas específicas no estado de pós-contingência do sistema.

Como o objetivo deste limite de segurança é avaliar o impacto da variação abrupta da geração eólica, após cada execução das contingências de geração, deve-se verificar se algumas grandezas do sistema acabam por violar seus limites operacionais, como consequência dessa variação de geração. Dessa forma, o limite de geração intermitente é identificado quando houver violações específicas durante as contingências de geração do parque eólico. De forma mais precisa, se durante a variação abrupta da geração de um parque eólico o caso divergir ou não convergir, ou se o limite de tensão das barras, limite de geração de potência reativa e/ou o limite térmico dos circuitos forem violados, considera-se que houve uma violação do limite de geração intermitente. Essa estratégia é aplicada ao caso base e a lista de contingências. Consequentemente, são executados dois fluxos de potência adicionais para cada caso, sendo um referente ao aumento da geração de potência ativa do parque eólico e o outro à sua redução.

Portanto, o sistema está em um ponto de operação seguro, em relação ao limite de geração intermitente, enquanto as restrições de segurança não forem violadas durante a aplicação das contingências de geração do parque eólico. As restrições dos módulos das tensões, de geração de potência reativa e de carregamento dos circuitos são dadas pelas Equações (5.5), (5.6) e (5.7), respectivamente.

$$V_{MIN} \leq V_k \leq V_{MAX}, \forall k \in N_{bus} \quad (5.5)$$

$$Q_{G,MIN} \leq Q_{G,k} \leq Q_{G,MAX}, \forall k \in N_{gen} \quad (5.6)$$

$$S_{km,i} \leq S_{MAX}, \forall i \in N_{lin} \quad (5.7)$$

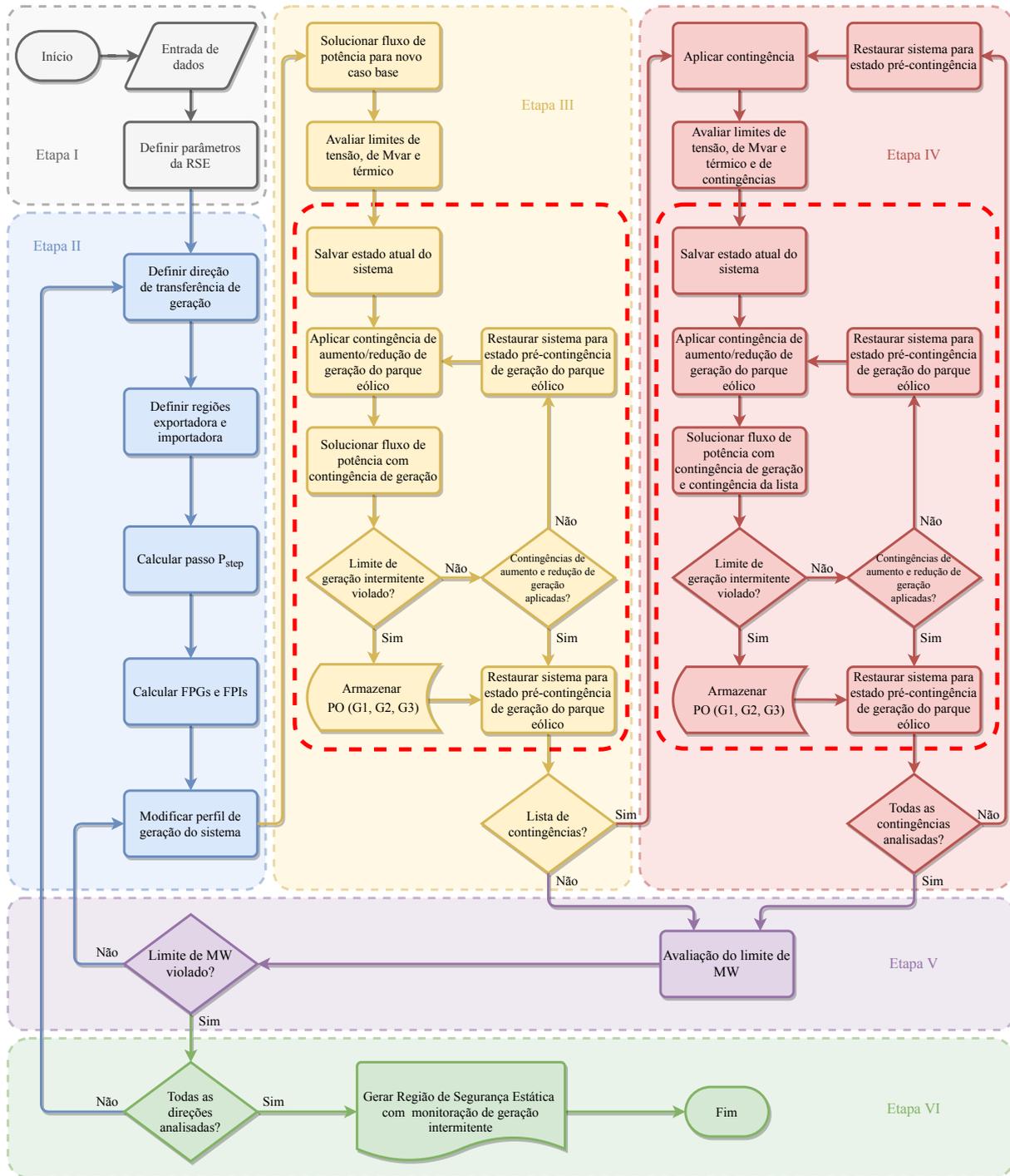
onde, a Equação (5.5) indica que o módulo da tensão de cada barra do conjunto  $N_{bus}$  deve estar dentro de seus limites mínimo e máximo, sendo  $N_{bus}$  o conjunto de todas as barras do sistema. A Equação (5.6) indica que a geração de potência reativa de todas as barras de geração do conjunto  $N_{gen}$  deve estar dentro de seus limites mínimo e máximo, sendo  $N_{gen}$  o conjunto de todos geradores do sistema. Finalmente, a Equação (5.7) indica que o fluxo de potência aparente para todos os circuitos do conjunto  $N_{lin}$  deve ser menor ou igual ao limite térmico, sendo  $N_{lin}$  o conjunto de circuitos do sistema. É importante ressaltar que os limites de tensão podem ser diferentes para cada barra ou área do sistema, assim como os limites de geração de potência reativa diferem de acordo com o gerador, e os limites térmicos de cada circuito diferem de acordo com suas respectivas capacidades.

A partir da metodologia para construção de uma RSE apresentada no Capítulo 3, pode-se realizar a inserção do limite de geração intermitente com poucas modificações no algoritmo, de acordo com o Fluxograma mostrado pela Figura 22.

Pode-se observar no Fluxograma da Figura 22 que as Etapas I e II são exatamente as mesmas do algoritmo convencional mostrado na Figura 15. A Etapa III, em que são analisados os limites de segurança do novo caso base após a modificação do perfil de geração do sistema, é apresentada de maneira simplificada a fim de evitar que o Fluxograma se torne excessivamente complexo. Após o solução do fluxo de potência do novo caso base e a avaliação dos limites de tensão, de Mvar e térmico, é realizada a avaliação do limite de geração intermitente, conforme destacado em linha tracejada vermelha na Etapa III. A avaliação de segurança do limite de geração intermitente é realizada com a aplicação das contingências de aumento e a redução da geração do parque eólico, onde a cada contingência é solucionado um caso de fluxo de potência. Se o limite de geração intermitente for violado, o ponto de operação com os valores de geração dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  deve ser armazenado. É importante destacar que o processo de redução de passo também deve ser aplicado a esse limite de segurança, apesar de que esse procedimento foi omitido na Figura 22. Outro fato importante, é que após a análise das contingências de geração do parque eólico, é necessário que o sistema seja restaurado para o estado pré-contingência.

Após a avaliação de segurança do novo caso base, é necessário verificar se existe uma lista de contingência a ser analisada ou não. Em caso negativo, deve-se partir para avaliação do limite de MW. Já em caso positivo, deve-se aplicar as contingências da lista uma a uma e verificar se os limites de segurança são violados, de acordo com o que é apresentado na Etapa IV. Logo, é executado um fluxo de potência após a aplicação de

Figura 22 – Fluxograma para construção da RSE com limite de geração intermitente.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

uma contingência da lista e em seguida os limites de contingências, de tensão, de Mvar e térmico são verificados, de forma semelhante ao que é feito na Etapa III. Novamente, todo esse procedimento foi simplificado. Em seguida, é realizada a avaliação do limite de geração intermitente, onde as contingências de aumento e redução da geração do parque eólico são aplicadas em conjunto com cada uma das contingências da lista, conforme

destacado em linha tracejada vermelha na Etapa IV. Dessa forma, para cada caso da lista de contingência são solucionados dois fluxos de potências extras devido a inclusão das contingências de geração do parque eólico. Após a análise de toda a lista de contingências, o processo deve seguir para a avaliação do limite de MW.

As Etapas V e VI, referentes a avaliação do limite de MW do processo de finalização, respectivamente, são realizadas da mesma maneira apresentada na Figura 15, e por esse motivo, são mostradas de maneira simplificada através da Figura 22. O processo é finalizado quando todas as direções de transferência de geração forem analisadas e seus respectivos limites de MW identificados.

É importante notar que, enquanto o limite de geração intermitente não for identificado, são solucionados dois fluxos de potência extras para cada ponto de operação durante o processo de construção da RSE, incluindo os pontos de operação da análise de contingências. Portanto, o número de fluxos de potência solucionados é aumentado significativamente. Esse fato é importante do ponto de vista de eficiência computacional, uma vez que pode-se afirmar que o tempo de construção de uma RSE com o limite de geração intermitente certamente será bem mais elevado do que o tempo de uma RSE sem esse limite.

O limite de geração intermitente não fica limitado a um único parque eólico, podendo ser estendido conforme a necessidade do estudo. Vários parques eólicos podem sofrer as contingências de geração ao mesmo tempo ou pode-se aplicar contingências de geração individuais. Entretanto, a aplicação de contingências de geração individuais fará com que o tempo de construção da RSE seja estendido de forma excessiva.

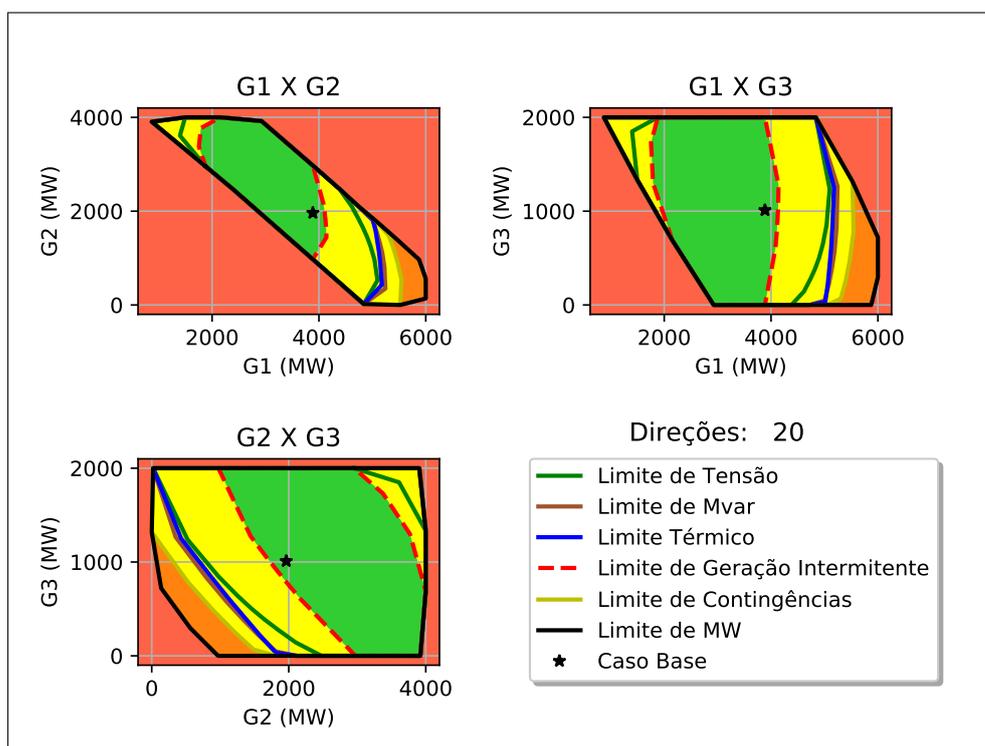
### 5.3 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

O limite de geração intermitente é incluído na RSE seguindo o mesmo padrão para os arquivos de saída que foram apresentados na Subseção A.3.2 do Apêndice A. Esse limite de segurança é representado neste trabalho por uma linha tracejada em vermelho. A monitoração da geração intermitente é ativada através da opção de controle de execução “MOGI”. Além disso, as duas contingências de geração do parque eólico devem ser devidamente informadas através do código de execução DCTG.

A Figura 23 apresenta uma RSE ilustrativa do sistema teste *New England* do Anexo B, em que foi conectado um gerador adicional a barra 14, representando um parque eólico. Esse gerador adicional injeta 1200 MW no sistema, e de forma a manter o balanço de potência, as outras barras de geração tiveram suas gerações reduzidas. Além disso, foram consideradas duas contingências de geração que alteram em  $\pm 600$  MW a geração de potência ativa desse gerador adicional, ou seja, considerou-se um aumento/redução de 50% na geração do parque eólico devido a essas contingências. O número de direções adotado foi igual a 20 e o passo de transferência de geração igual a 1%. O código e opções

de execução utilizados foram os seguintes: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT MOGI. É interessante notar nos nomogramas da Figura 23 que, quando o limite de geração intermitente é inserido na RSE, a região preenchida com a cor verde passa a ser a área definida por este limite, ao invés da área definida pelo limite de tensão.

Figura 23 – Exemplo de nomogramas em figura única com limite de geração intermitente.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Destaca-se que esse exemplo é meramente ilustrativo e serve apenas para introduzir a forma de representação do limite de geração intermitente na RSE. No Capítulo 8 são apresentados resultados com maior nível de detalhamento sobre a aplicação desse limite de segurança e seu impacto no tempo de construção da RSE.

Além dos nomogramas no mesmo padrão apresentado na Subseção A.3.2, também é gerado um “Relatório do limite de geração intermitente”, conforme o modelo apresentado na Figura 24.

A seguir estão as descrições de cada campo desse relatório:

- a) “DIR”: indica o número da direção de transferência de geração, variando de 1 ao número de direções utilizadas para construção da RSE;
- b) “ANGULO (GRAUS)”: indica o ângulo, em graus, da direção de transferência de geração;

Figura 24 – Modelo dos relatórios do limite de geração intermitente.

"Título do caso"												
RELATORIO DO LIMITE DE GERACAO INTERMITENTE												
DIR	ANGULO (GRAUS)	GER GRP 1 (MW)	GER GRP 2 (MW)	GER GRP 3 (MW)	DIST P.O. (MW)	IDENTIFICACAO DA CTG	CTG DE GERACAO DIVERG/NAO CONVERG?	NUM VIOL TENSAO	NUM VIOL REATIVO	NUM VIOL TERMICO		
1	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	Caso Base	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
						Contingência 1	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
						.	.	.	.	.		
						.	.	.	.	.		
						Contingência N	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
.....												
2	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	Caso Base	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
						Contingência 1	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
						.	.	.	.	.		
						.	.	.	.	.		
						Contingência N	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
.....												
.												
.												
.												
.....												
Nd	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	Caso Base	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
						Contingência 1	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
						.	.	.	.	.		
						.	.	.	.	.		
						Contingência N	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

- c) “GER GRP 1 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_1$  no ponto do limite de geração intermitente;
- d) “GER GRP 2 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_2$  no ponto do limite de geração intermitente;
- e) “GER GRP 3 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_3$  no ponto do limite de geração intermitente;
- f) “DIST P.O. (MW)”: indica a distância, em MW, entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação do limite de geração intermitente;
- g) “IDENTIFICACAO DA CTG”: indica o caso base ou a identificação alfanumérica dos casos de contingência;
- h) “CTG DE GERACAO DIVERG/NAO CONVERG?”: indica, através das *strings* “SIM” ou “NAO”, se nesse ponto o caso divergiu ou não convergiu devido a aplicação de uma das contingências de geração;
- i) “NUM VIOL TENSAO”: indica o número de violações de tensão que levaram a violação do limite de geração intermitente;
- j) “NUM VIOL REATIVO”: indica o número de violações de geração de potência reativa que levaram a violação do limite de geração intermitente;

- k) “NUM VIOL TERMICO”: indica o número de violações da capacidade térmica dos circuitos que levaram a violação do limite de geração intermitente.

É interessante notar que apenas uma violação em algum dos campos “NUM VIOL TENSAO”, “NUM VIOL REATIVO” e “NUM VIOL TERMICO”, já faz com que o limite de geração intermitente seja violado. No caso do campo “CTG DE GERACAO DIVERG/NAO CONVERG?”, se o motivo da violação do limite de geração intermitente for a divergência ou não convergência do caso, os campos “NUM VIOL TENSAO”, “NUM VIOL REATIVO” e “NUM VIOL TERMICO” não serão preenchidos.

#### 5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O limite de geração intermitente, proposto neste capítulo, traz informações a respeito da segurança de um SEP através de uma simples inspeção visual, permitindo a identificação de pontos de operação que estejam propensos a alguma violação dos limites de segurança caso ocorram variações consideráveis na geração de um parque eólico conectado ao sistema.

Uma desvantagem da inclusão do limite de geração intermitente em uma RSE é que o processo de construção da RSE se torna mais custoso computacionalmente, devido a necessidade de solução de um maior número de fluxos de potência do que o usual. Portanto, é importante que seja avaliado o porte do sistema em estudo e os parâmetros de construção da RSE (como o número de direções e passo de transferência de geração), pois a aplicação do limite de geração intermitente tem um impacto considerável no tempo de construção da RSE.

Finalmente, destaca-se que o novo limite de segurança apresentado pode ser aplicado a estudos em sistemas com a presença de outras fontes intermitentes, como por exemplo a geração solar fotovoltaica. É ainda possível que a metodologia seja estendida de forma a incluir modelagens mais completas de fontes intermitentes, a fim de garantir resultados ainda mais precisos.

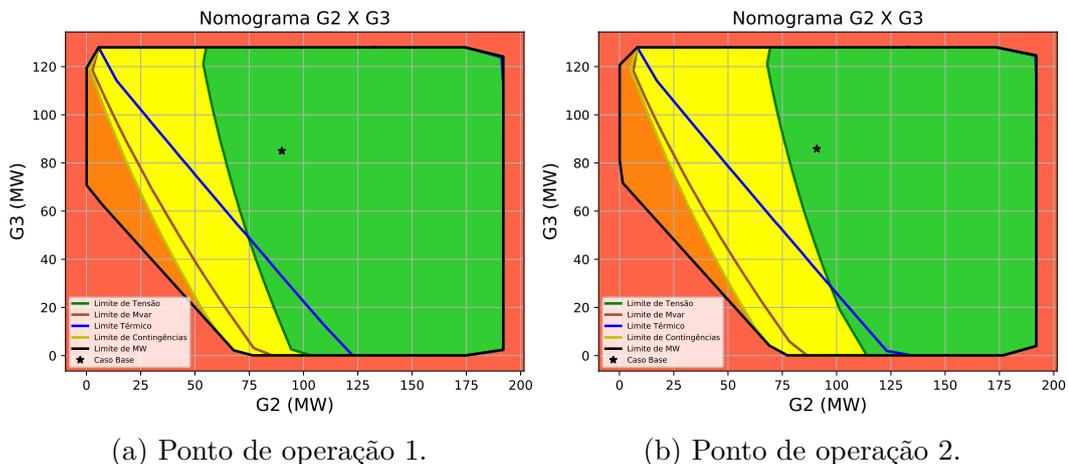
## 6 REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA ADAPTATIVA

### 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um dos grandes entraves na construção de RSEs, sem dúvida, é o esforço computacional demandado, sendo necessária a execução de centenas ou até mesmo milhares de fluxos de potência, dependendo dos parâmetros adotados e das condições de operação do sistema. Por outro lado, o estado de um sistema de potência em condições normais de operação não se altera consideravelmente em um intervalo de tempo curto, neste caso minutos. [Morison, Wang e Hamadani \(2006\)](#) destacam que um sistema *on-line* DSA necessita de medições periódicas do SEP em intervalos típicos de 10 a 30 minutos. Ou seja, sendo as regiões de segurança uma das principais ferramentas de sistemas *on-line* SDSA, é possível afirmar que seu tempo de construção deve se encaixar nesses intervalos típicos. Portanto, ao mesmo tempo em que é razoável dizer que uma RSE pode contar com alguns minutos para o seu processo de construção, deve-se considerar que a redução do esforço computacional para sua construção abre uma janela para que novas funcionalidades sejam desenvolvidas e ferramentas mais aprimoradas tenham espaço para atuar.

A Figura 25 apresenta uma comparação entre dois nomogramas  $G_2 \times G_3$  referentes as RSEs do sistema teste 9 barras em dois pontos de operação distintos. Com o objetivo de garantir uma boa precisão nos resultados, para ambas as RSEs foram adotadas 60 direções, passo de transferência de geração igual a 1% e fator de redução de passo igual a 10. O ponto de operação da Figura 25a é exatamente o apresentado no Anexo A, enquanto para Figura 25b, a geração e carga de todas as barras foi aumentada em 1%. É possível notar que, apesar da pequena variação nas injeções de potência do sistema, os limites de segurança sofreram algumas alterações.

Figura 25 – Comparação dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  de RSEs do sistema 9 barras em dois pontos de operação.



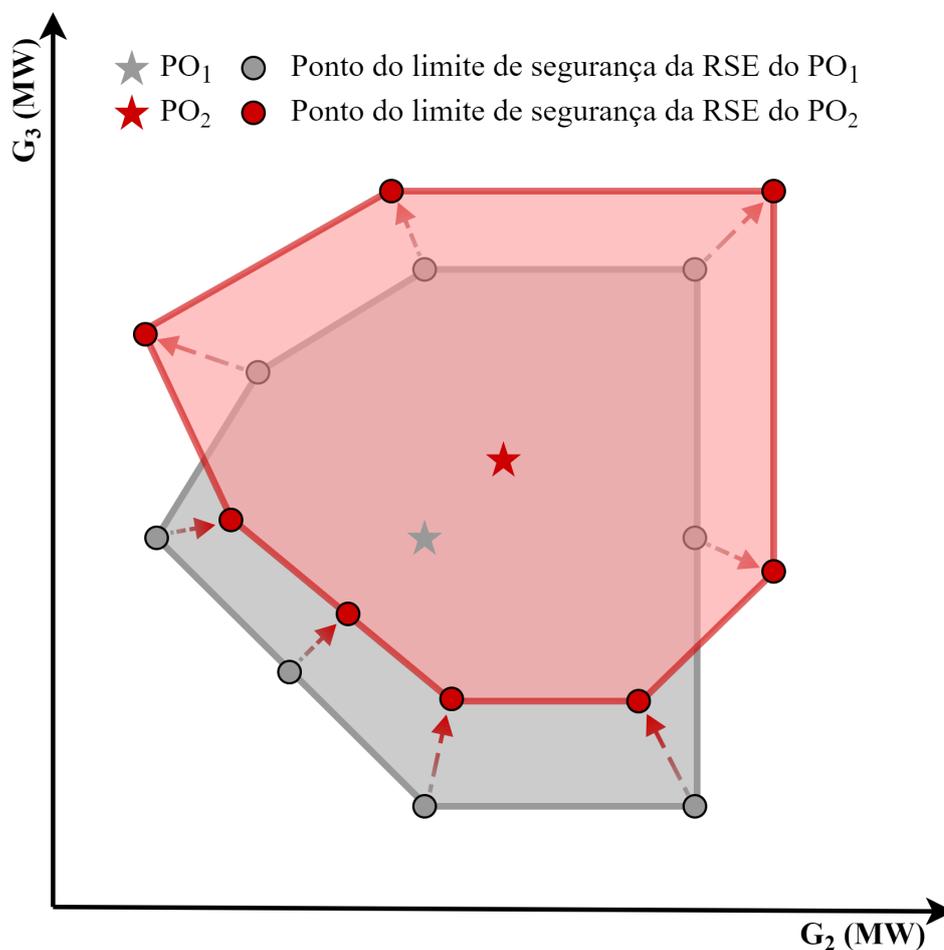
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Visando ao ganho de tempo computacional, neste capítulo é apresentada uma metodologia para construção de uma RSE a partir de informações da RSE de um ponto de operação anterior. Logo, essa metodologia tem como objetivo adaptar os limites de segurança de uma RSE após a alteração do estado de operação do sistema e, portanto, recebeu o nome de Região de Segurança Estática Adaptativa. A RSE Adaptativa foi desenvolvida tomando como base a metodologia apresentada no Capítulo 3.

## 6.2 METODOLOGIA

Seja na Figura 26 os nomogramas  $G_2 \times G_3$  de duas RSEs ilustrativas de um sistema teste, em que um único limite de segurança ilustrativo está representado. A RSE associada ao ponto de operação 1 ( $PO_1$ ) tem seu limite definido em linha cinza, enquanto a RSE associada ao ponto de operação 2 ( $PO_2$ ) está definida pela linha em vermelho. Vale ressaltar que, apesar da geração do grupo  $G_1$  não estar sendo mostrada, ela também sofre alterações de um ponto de operação para o outro.

Figura 26 – Nomograma  $G_2 \times G_3$  de RSEs de dois pontos de operação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Considerando que a RSE do  $PO_1$  na Figura 26 foi construída pelo processo descrito no Capítulo 3, pode-se afirmar que:

- a) foram definidas 8 direções de transferência de geração;
- b) foram adotados três grupos de geração, sendo  $G_1$  o grupo de referência;
- c) as barras de geração dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  tiveram seus perfis de geração de potência ativa modificados, ao passo que houve um aumento da geração da REXP e uma diminuição da geração da RIMP em diversos cenários, de acordo com as direções de transferência de geração;
- d) a carga do sistema teste foi mantida constante durante todo o processo;
- e) os pontos do limite de segurança foram identificados em cada direção de transferência de geração durante o processo de transferência de geração.

Feitas essas considerações, deseja-se definir um método capaz de construir, ou adaptar, a RSE associada ao  $PO_2$ , a partir de informações da RSE do  $PO_1$ , de forma que durante esse processo o número de fluxos de potência a serem executados seja menor do que pelo método convencional, apresentado no Capítulo 3. Note que as setas da Figura 26 indicam a direção que os pontos do limite de segurança da RSE do  $PO_1$  devem seguir para que o limite de segurança da RSE do  $PO_2$  seja identificado. Observando a “distância” entre os pontos dos limites de segurança das duas RSEs, é intuitivo afirmar que seria mais rápido adaptar a RSE do  $PO_2$  a partir da RSE do  $PO_1$ , do que construí-la do zero. Conseqüentemente, seria possível reduzir o tempo de construção da RSE ao se reduzir o número de fluxos de potência executados, uma vez que os fluxos de potência são responsáveis pela maior parte do gasto de tempo computacional durante o processo de construção da RSE.

Na prática, como pode ser observado nos resultados apresentados no Capítulo 8, a maioria dos pontos dos limites segurança sofrem alterações mais sutis do que as representadas no exemplo da Figura 26, uma vez que na realidade para um período curto de tempo as variações de geração e carga são pequenas de um ponto de operação para o outro.

Esta seção apresenta o desenvolvimento de uma metodologia capaz de adaptar um limite de segurança de uma RSE em um ponto de operação a partir de informações de uma RSE em outro ponto.

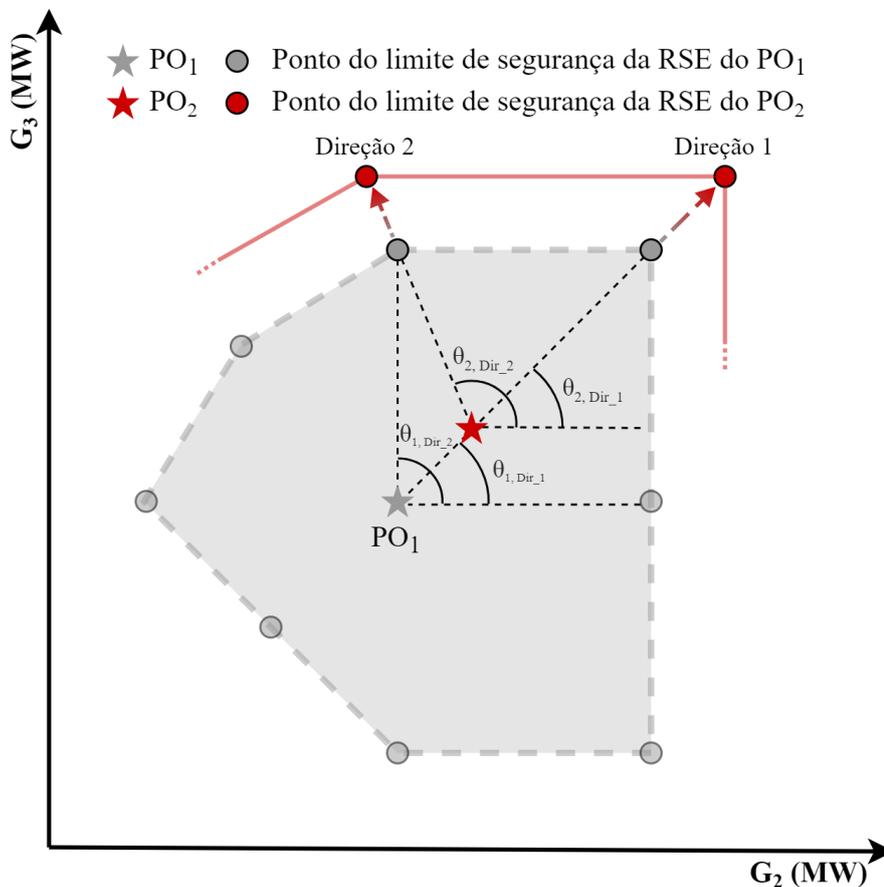
### 6.2.1 Cálculo do ângulo da direção de transferência de geração

É interessante notar que, na situação representada na Figura 26, as direções de transferência de geração do nomograma  $G_2 \times G_3$  da RSE associada ao  $PO_2$  não apresentam

ângulos equidistantes entre si, como acontece para a RSE associada ao  $PO_1$ . Isso ocorre porque nem todas as direções de transferência dos dois nomogramas coincidem nos mesmos ângulos, já que  $PO_2$  não possui as mesmas coordenadas que  $PO_1$ , indicando que existe a necessidade da adaptação dos ângulos das direções da RSE do  $PO_2$ , uma vez que eles são essenciais para o cálculo dos fatores de participação e a realização correta do processo de transferência de geração.

A Figura 27 destaca os ângulos das duas RSEs do exemplo anterior para as direções 1 e 2. Para a RSE associada ao  $PO_1$ , os ângulos das direções 1 e 2 são representados, respectivamente, por  $\theta_{1,Dir1}$  e  $\theta_{1,Dir2}$ . De forma análoga, os ângulos das direções 1 e 2 da RSE do  $PO_2$  são apresentadas, respectivamente, por  $\theta_{2,Dir1}$  e  $\theta_{2,Dir2}$ . Por coincidência, pode-se afirmar que para a direção 1 das duas RSEs temos que  $\theta_{1,Dir1} = \theta_{2,Dir1} = 45^\circ$ . Entretanto, para a direção 2 fica evidente que  $\theta_{2,Dir2} > \theta_{1,Dir2} = 90^\circ$ . Logo, fica evidente que para adaptar um limite de segurança de um novo ponto de operação a partir do limite de segurança de outro ponto de operação, faz-se necessário recalcular os ângulos das direções de transferência de geração.

Figura 27 – Exemplo da alteração do ângulo da direção de transferência de geração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A partir desse exemplo, pode-se tirar duas conclusões: (i) existem situações em que os ângulos de uma mesma direção para duas RSEs de pontos de operação distintos são iguais; e (ii) em outros casos, podem ocorrer situações em que os ângulos de uma mesma direção, para dois pontos de operação distintos, serem significativamente diferentes.

É possível deduzir o equacionamento para calcular os ângulos da RSE associada ao  $PO_2$  a partir de uma análise trigonométrica no nomograma  $G_2 \times G_3$ . Primeiramente, para uma dada direção, é necessário calcular os desvios das gerações dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  do ponto do limite de segurança associado a RSE do  $PO_1$  em relação ao  $PO_2$ , através das Equações (6.1) e (6.2), respectivamente.

$$\Delta G_2 = P_{G_2,PO_1}^{(LIM)} - P_{G_2,PO_2} \quad (6.1)$$

$$\Delta G_3 = P_{G_3,PO_1}^{(LIM)} - P_{G_3,PO_2} \quad (6.2)$$

onde,  $\Delta G_2$  e  $\Delta G_3$ , para uma dada direção, representam, respectivamente, os desvios de geração potência ativa para os grupos  $G_2$  e  $G_3$  do ponto do limite segurança associado a RSE do  $PO_1$  em relação ao  $PO_2$ ;  $P_{G_2,PO_1}^{(LIM)}$  e  $P_{G_3,PO_1}^{(LIM)}$  são as gerações de potência ativa dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  no ponto do limite de segurança associado a RSE de  $PO_1$ ; e, finalmente,  $P_{G_2,PO_2}$  e  $P_{G_3,PO_2}$  são as gerações de potência ativa dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  de  $PO_2$ .

A partir dos sinais dos desvios de geração, é possível identificar o quadrante da direção de transferência de geração em relação ao  $PO_2$ . E, conhecendo o quadrante, pode-se calcular o novo ângulo. A Tabela 4 reúne o equacionamento para calcular o ângulo de uma direção de transferência de geração, de acordo com o quadrante em que ele se encontra, a partir de  $\Delta G_2$  e  $\Delta G_3$ .

Tabela 4 – Equacionamento para adaptação do ângulo da direção de transferência de geração.

Desvios de potência	Quadrante	Faixa do ângulo	Equação
$\Delta G_2 \geq 0$ e $\Delta G_3 \geq 0$	1º	$0^\circ \leq \theta < 90^\circ$	$\arctg \left( \frac{ \Delta G_3 }{ \Delta G_2 } \right)$
$\Delta G_2 \leq 0 \leq \Delta G_3$	2º	$90^\circ \leq \theta < 180^\circ$	$180^\circ - \arctg \left( \frac{ \Delta G_3 }{ \Delta G_2 } \right)$
$\Delta G_2 \leq 0$ e $\Delta G_3 \leq 0$	3º	$180^\circ \leq \theta < 270^\circ$	$270^\circ - \arctg \left( \frac{ \Delta G_2 }{ \Delta G_3 } \right)$
$\Delta G_3 \leq 0 \leq \Delta G_2$	4º	$270^\circ \leq \theta < 360^\circ$	$360^\circ - \arctg \left( \frac{ \Delta G_3 }{ \Delta G_2 } \right)$

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 6.2.2 Ajuste do perfil de geração do sistema

Conforme dito anteriormente, deseja-se utilizar os pontos do limite de segurança de uma RSE já construída como base para identificar os limites de uma RSE associada a um novo ponto de operação. A adaptação dos ângulos das direções de transferência de geração é o primeiro passo para se dar início a busca pelo limite de segurança da nova RSE, pois o cálculo dos FPGs e FPIs depende desses ângulos. Contudo, antes de se iniciar o processo de busca pelo limite de segurança, é necessário ajustar o perfil de geração do sistema para um ponto que esteja certamente mais próximo do ponto de violação, e, dessa forma, garantir que o número de fluxos de potência executados seja reduzido significativamente.

De acordo com o que foi apresentado no final da Subseção 3.2.3.1, é possível afirmar que cada ponto de um limite de segurança está associado a um montante de geração de potência ativa transferido da REXP para a RIMP ( $P_{trf}$ ). Ou seja, para um dado limite de segurança de um ponto de operação, existe um  $P_{trf}$  associado a cada direção, que indica o quanto de geração foi transferida da REXP para a RIMP até que o ponto de violação tenha sido identificado. Dessa forma, conhecendo o  $P_{trf}$  para cada direção de um limite de segurança, é possível modificar o perfil de geração do sistema até os pontos violação do limite de segurança, sem que seja necessário executar um único fluxo de potência.

Com essa premissa, pode-se afirmar que os valores de  $P_{trf}$  associados a um limite de segurança de uma RSE de um determinado ponto de operação, podem ser utilizados como critério de parada para modificar o perfil de geração de um novo ponto de operação do sistema sem a solução de centenas de fluxos de potência. Os novos perfis de geração que o sistema assume em cada uma das direções estão associados aos pontos de violação da RSE já construída, que, não necessariamente, são pontos de violação para esse novo ponto de operação do sistema. Considerando que as condições de operação desse novo ponto de operação não foram modificadas significativamente, pode-se dizer que, para uma dada direção, os pontos de violação dos limites de segurança desses dois pontos de operação são próximos, conforme demonstrado na Figura 27.

O  $P_{trf}$ , para um ponto de violação de um limite de segurança em uma certa direção, pode ser calculado de duas formas: pelos dados de geração da REXP ou da RIMP, de acordo com as Equações (6.3) e (6.4), respectivamente. Vale destacar que as gerações de potência ativa da REXP e RIMP dependem de quais grupos de geração pertencem a cada região, ou seja, dependem de qual direção de transferência de geração está sendo analisada.

$$P_{trf} = P_{G,REXP}^{(LIM)} - P_{G,REXP}^{(POA)} \quad (6.3)$$

$$P_{trf} = P_{G,RIMP}^{(LIM)} - P_{G,RIMP}^{(POA)} \quad (6.4)$$

onde  $P_{G,REXP}^{(LIM)}$  representa a geração de potência ativa total da REXP no ponto de operação

do limite de segurança, sendo calculada a partir da soma das gerações das barras que compõe a REXP; já  $P_{G,REXP}^{(POA)}$  representa a geração de potência ativa total da REXP no POA; analogamente,  $P_{G,RIMP}^{(LIM)}$  e  $P_{G,RIMP}^{(POA)}$  representam as mesmas grandezas para a RIMP.

Voltando ao exemplo da Figura 26 e, considerando que se deseja identificar o limite de segurança da RSE do  $PO_2$  em uma determinada direção, é possível dizer que a partir do  $P_{trf}$  associado ao ponto do limite de segurança da RSE do  $PO_1$  nessa mesma direção, pode-se alterar o perfil de geração do sistema (que agora está no  $PO_2$ ) até que esse montante seja transferido da REXP para a RIMP, e assim o sistema estará próximo ao ponto do limite de segurança da nova RSE sem que tenha sido necessário solucionar um único fluxo de potência.

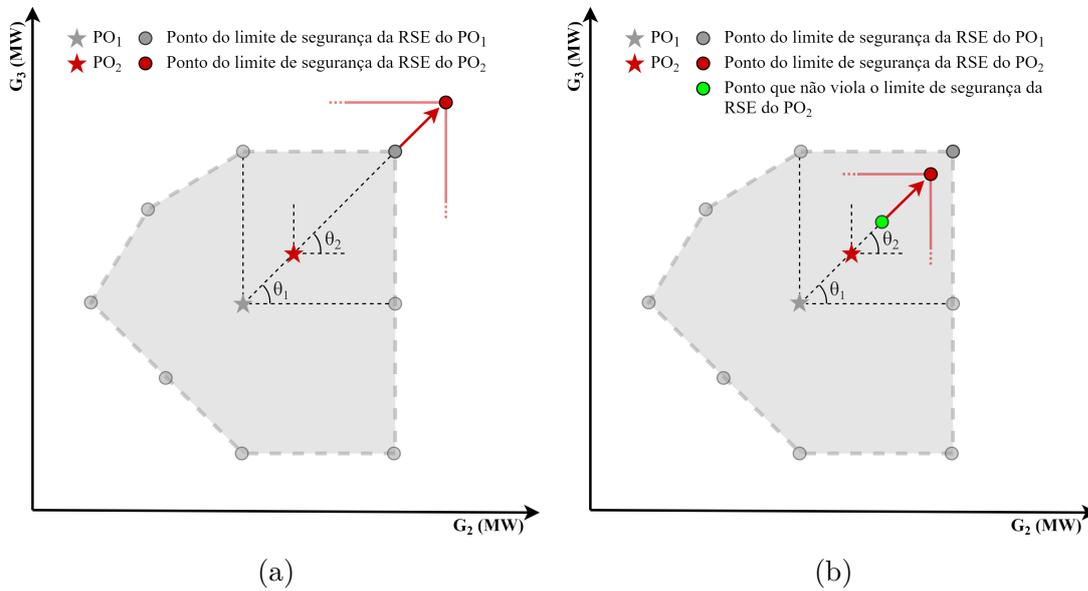
O próximo passo é justamente verificar se houve violação do limite de segurança nesse ponto (pois teoricamente a RSE do  $PO_2$  é desconhecida) através de um teste de verificação de segurança, que é explicado na próxima subseção e envolve a execução de fluxos de potência. Caso o limite não tenha sido violado, deve-se continuar o processo de transferência de geração nessa direção, porém agora é necessário que fluxos de potência sejam executados a cada passo de transferência até que o limite de segurança seja identificado. Entretanto, se o limite de segurança for violado ao se realizar o teste de verificação, basta que o valor de  $P_{trf}$  seja reduzido (em 20%, por exemplo) e o processo de transferência de potência é reiniciado e realizado novamente até que se identifique um ponto seguro.

Esse processo é ilustrado através dos esquemáticos (a) e (b) da Figura 28. Seja, novamente, o nomograma  $G_2 \times G_3$  da RSE de um sistema teste no  $PO_1$ , onde cada ponto do limite de segurança dessa RSE está associado a um valor de  $P_{trf}$  e a partir dessa informação deseja-se identificar os pontos do limite de segurança da RSE de  $PO_2$ . O esquemático (a) apresenta uma situação em que um dos pontos do limite de segurança do  $PO_2$  se encontra após o limite de segurança do  $PO_1$ , já o esquemático (b) apresenta uma situação inversa, onde um dos pontos do limite de segurança do  $PO_2$  está antes do limite do  $PO_1$ .

Aplicando a metodologia proposta na situação do esquemático (a), executa-se o seguinte procedimento: (i) o perfil de geração do sistema é alterado para o estado do ponto do limite de segurança do  $PO_1$  através de  $P_{trf}$ , sem que sejam executados fluxos de potência; (ii) executa-se o teste de verificação de segurança (que neste caso irá indicar que o limite de segurança do  $PO_2$  não foi violado); (iii) como o limite de segurança do  $PO_2$  não foi violado, o perfil de geração do sistema continua sendo alterado pouco a pouco e, fluxos de potência são executados a cada passo, até que o limite de segurança do  $PO_2$  seja identificado.

Por outro lado, o seguinte procedimento é executado para o esquemático (b): (i) o perfil de geração do sistema é alterado para o estado do ponto do limite de segurança

Figura 28 – Processo de adaptação de um limite de segurança devido a alteração do ponto de operação.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

do  $PO_1$ , através de  $P_{trf}$ , sem que sejam executados fluxos de potência; (ii) executa-se o teste de verificação de segurança (que neste caso irá indicar que o limite de segurança do  $PO_2$  já foi violado); (iii) como o limite de segurança do  $PO_2$  não está num ponto seguro, o perfil de geração do sistema deve retornar para o estado de  $PO_2$  e deve ser alterado para um ponto de operação associado a um valor menor de  $P_{trf}$  (com redução de 20%, por exemplo), em que o teste de verificação deve ser novamente executado (esse procedimento deve ser repetido enquanto o sistema não estiver num estado em que o limite de segurança de  $PO_2$  não estiver sendo violado); (iv) ao se identificar um estado de operação seguro, o perfil de geração do sistema continua sendo alterado pouco a pouco e fluxos de potência são executados a cada passo até que o limite de segurança do  $PO_2$  seja identificado.

### 6.2.3 Teste de verificação de segurança

O teste de verificação de segurança é utilizado para avaliar se um ponto de operação viola os limites de segurança de uma RSE. Esse teste é basicamente composto pela execução de um fluxo de potência para o caso base seguido de uma análise de contingências, onde é executado um fluxo de potência para cada contingência.

Esse teste utiliza os critérios apresentados na Subseção 3.2.2.2 para identificar as violações dos limites de segurança durante o processo de construção de uma RSE pelo método convencional. Se o ponto de operação que estiver sendo avaliado violar o critério do limite de segurança em questão, ele será considerado um ponto inseguro. Caso contrário, o ponto será considerado seguro do ponto de vista do limite de segurança avaliado.

#### 6.2.4 Processo de identificação do limite de segurança

Assim que o perfil de geração do sistema é ajustado e um ponto de operação seguro é identificado pelos passos anteriores, pode-se iniciar a busca pelo limite de segurança. Esse processo é exatamente o mesmo ao que foi apresentado no Capítulo 3, onde a geração potência ativa é transferida da REXP para a RIMP gradativamente, através de passos de transferência de geração, enquanto fluxos de potência são executados e as grandezas de interesse são monitoradas. A diferença é que neste caso, além do processo não iniciar no ponto de operação do caso base, apenas o limite de segurança que está sendo adaptado é monitorado e o processo tem fim quando o ponto de violação desse limite é localizado.

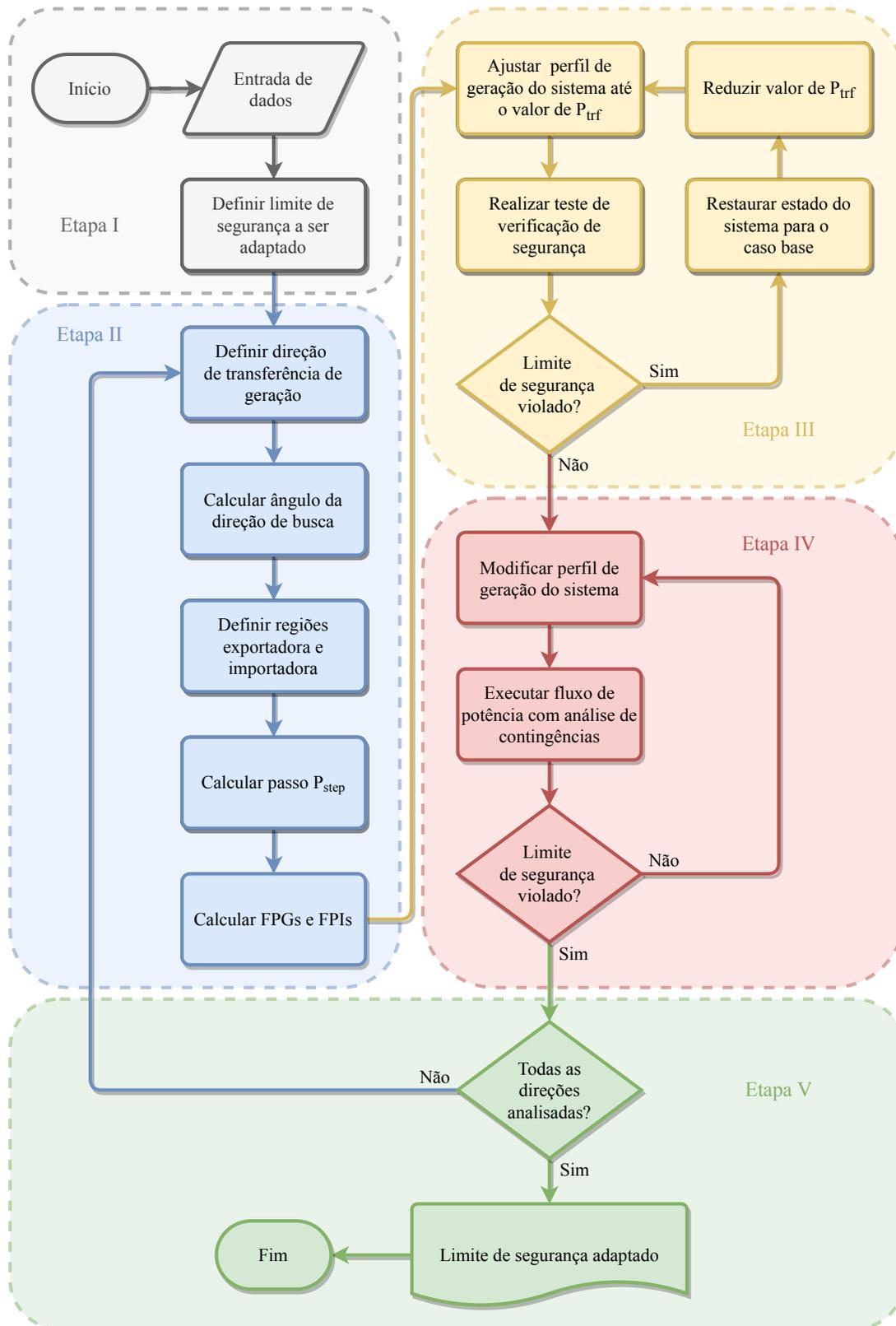
A justificativa para que outros limites de segurança não sejam monitorados ao mesmo tempo é simples: podem ocorrer situações em que o ponto de operação identificado como seguro para dar início ao processo de busca do limite de segurança, já esteja violado para outros limites. Conseqüentemente, um ponto de operação incorreto seria contabilizado para algum desses outros limites de segurança e uma margem de segurança maior do que real seria apresentada pela RSE.

#### 6.2.5 Algoritmo de adaptação de um limite de segurança

A partir dos passos descritos anteriormente, foi possível desenvolver um algoritmo eficiente para a adaptação de limites de segurança de maneira individual. Esse algoritmo pode ser visto na Figura 29 através de um Fluxograma que detalha todo o processo através das cinco etapas descritas a seguir:

- a) **Etapa I – inicialização:** nesta etapa os dados do sistema e da RSE do ponto de operação anterior são carregados e é definido pelo usuário qual o limite de segurança será adaptado;
- b) **Etapa II – preparação:** esta etapa é responsável pela preparação para o processo de transferência de potências entre a REXP e RIMP. É definida a direção de transferência de geração, o ângulo dessa direção é calculado com base nas informações da RSE do ponto de operação anterior (de acordo com a Subseção 6.2.1), a REXP e RIMP são definidas, o passo transferência de geração é calculado com base na geração da RIMP, e, finalmente, os fatores de participação são calculados;
- c) **Etapa III – ajuste do perfil de geração:** nesta etapa o perfil de geração do sistema é ajustado com base no  $P_{trf}$  do ponto do limite de segurança da RSE associada ao ponto de operação anterior. São utilizados os procedimentos apresentados nas Subseções 6.2.2 e 6.2.3. O perfil do sistema é ajustado enquanto não for encontrado um ponto seguro em relação ao limite de segurança que estiver sendo adaptado. Vale ressaltar que nesta etapa só são executados fluxos de potência durante testes de verificação de segurança;

Figura 29 – Fluxograma de adaptação de limites de segurança.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

- d) **Etapa IV – identificação de limite de segurança:** nesta etapa, o procedimento padrão para a identificação dos limites de segurança é realizado, conforme destacado na Subseção 6.2.4. Esta etapa engloba a modificação do perfil de geração do sistema a partir do ponto definido na Etapa III e realiza as avaliações de segurança do caso base e, quando necessário, da análise de contingências. Durante esta etapa também é verificado se o limite de MW foi alcançado, porém se for identificado o limite de segurança que estiver sendo adaptado antes do limite de MW, o processo de transferência de potência é finalizado. É importante destacar, que o processo apresentado no Fluxograma foi bastante simplificado em relação a esta etapa para que fosse possível enfatizar os principais detalhes da RSE Adaptativa. Entretanto, deve-se levar em conta que esta etapa inclui procedimentos apresentados nas Etapas III, IV e V do algoritmo do processo de construção convencional da RSE apresentado na Figura 15;
- e) **Etapa V – finalização:** após a verificação de que todas as direções de transferência de geração foram analisadas, pode-se construir os nomogramas com o limite de segurança adaptado para a nova RSE e o procedimento é finalizado.

O algoritmo da RSE Adaptativa pode ser aplicado a qualquer limite de segurança, e inclusive, pode ser utilizado para adaptar todos os limites de uma RSE. Entretanto, ao utilizar esse método em uma RSE com um número excessivo de limites de segurança pode ser que o ganho computacional não seja tão grande, uma vez que o número de fluxos de potência executados não será muito menor do que em relação ao método convencional de construção da RSE. A próxima seção apresenta a implementação computacional de uma ferramenta para adaptar todos os limites de segurança de uma RSE a partir dessa metodologia em conjunto com a utilização de algumas técnicas para que o ganho computacional seja ampliado.

### 6.3 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Nesta seção é descrita a estratégia desenvolvida para a construção de RSEs a partir da metodologia apresentada na seção anterior. A RSE Adaptativa foi implementada computacionalmente a partir da ferramenta desenvolvida em Python apresentada no Apêndice A, e todas as suas funcionalidades também estão disponíveis para a RSE Adaptativa.

A aplicação de curvas de carga e geração através do código EXCV foi implementada em conjunto com a RSE Adaptativa com o objetivo de simular a variação do estado de operação de um sistema e também permitir que o código fosse mais eficiente. Portanto, para a utilização da RSE Adaptativa é sempre necessário que os códigos EXRS e EXCV sejam executados e, conseqüentemente, são necessários no mínimo dois pontos de operação.

Além disso, se apenas esses dois códigos forem utilizados, a construção das RSEs associadas aos pontos das curvas será baseada na método convencional. Logo, deve-se utilizar em conjunto com esses códigos a opção “CRSE”, que ativa a aplicação do método adaptativo a partir do segundo ponto de operação das curvas de carga e geração. A construção da RSE do primeiro ponto das curvas sempre é realizada pelo método convencional, uma vez que a metodologia da RSE Adaptativa depende de informações de uma RSE de um ponto de operação anterior.

Semelhantemente ao padrão em que foi apresentada a metodologia para adaptação de um único limite de segurança na seção anterior, são apresentadas primeiramente as estratégias adotadas para ganho de tempo computacional e no final é apresentado o algoritmo desenvolvido para a adaptação de uma RSE completa.

### 6.3.1 Verificar limites de segurança no caso base

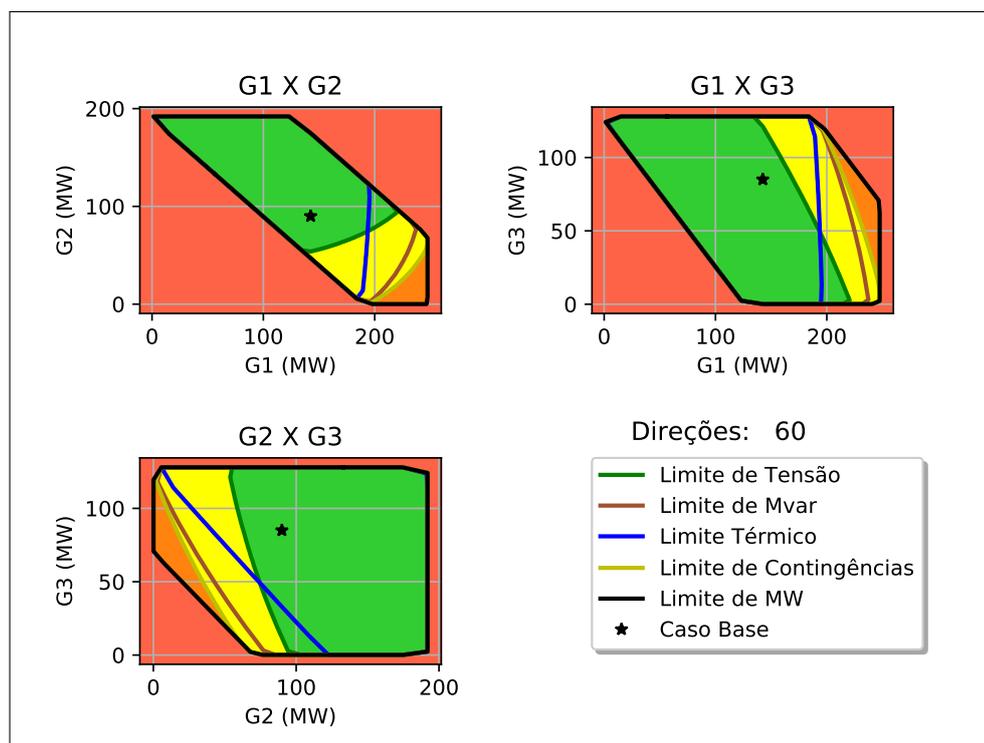
Podem ocorrer situações em que as condições de operação devido a alteração de um ponto de operação para outro façam com que algum limite de segurança seja violado no próprio caso base. Um teste de verificação de segurança é realizado no ponto de operação do caso base e aqueles limites que estiverem violados terão seu processo de adaptação descartado, uma vez que todos os pontos desse limite iriam convergir para o caso base. Dessa forma um desperdício de tempo computacional é evitado nessas situações particulares.

### 6.3.2 Verificar limites de segurança coincidentes ao limite de MW

Sejam os nomogramas do sistema tutorial 9 barras na Figura 30 para o ponto de operação do Anexo A. Essa RSE foi construída com 60 direções e passo de transferência de geração de 1%. É fácil notar que boa parte dos pontos dos limites de segurança dessa RSE coincidem com os pontos do limite de MW. Com essa premissa e visando a redução no tempo de construção da RSE pelo método adaptativo, foi implementada uma rotina para realizar essa verificação de coincidência de pontos. Para as direções que isso ocorre, o programa não realiza a adaptação desse limite especificamente.

Após a adaptação do limite de MW, essa estratégia é basicamente aplicada através de um único passo de transferência de geração que é dado no sentido inverso da direção de transferência de geração e verificando se o sistema se torna seguro para o limite que estiver sendo verificado. Essa rotina foi implementada alterando os geradores que pertencem a REXP pelos geradores da RIMP, e dessa forma o sentido de transferência de potência é invertido. O passo de transferência de geração adotado deve ser muito reduzido, preferencialmente menor que 1%, para que o perfil de geração seja alterado minimamente. Se o ponto de operação se mostrar seguro, é entendido que esse ponto do limite de segurança coincide com o limite de MW. Por outro lado, se o ponto se mostrar

Figura 30 – Nomogramas do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

inseguro, significa que esse limite de segurança para essa direção de transferência de geração ocorre antes do limite de MW e deve ser adaptado normalmente.

Essa estratégia se mostrou bastante eficiente durante o processo de adaptação de uma RSE, pois permite que não seja necessária a avaliação de um grande número de direções para os diversos limites de segurança de uma RSE. Como consequência, o tempo de construção da RSE Adaptativa se torna ainda mais reduzido, o que pode ser confirmado nos resultados apresentados no Capítulo 8.

### 6.3.3 Processamento paralelo

O processo de adaptação de um limite de segurança também pode tirar proveito do processamento paralelo. Semelhantemente ao que é apresentado na Subseção A.5 para a RSE convencional, é possível que os limites de segurança de cada direção de transferência de geração possam ser adaptados por processos independentes. Contudo, a RSE Adaptativa possui a vantagem de que além da paralelização dos processos relacionados a cada direção, é possível que a adaptação de cada limite de segurança também seja paralelizada, uma vez que são procedimentos independentes. Ou seja, é possível que um processo seja designado para a adaptação de cada limite, ou ainda, que vários processos o sejam, paralelizando assim, também as direções de cada limite. Assim como na RSE convencional, foi adotado o padrão MPI para a paralelização da RSE Adaptativa.

Pelos motivos apresentados na Subseção 6.3.2, o limite de MW deve ser adaptado primeiro. De forma a acelerar seu processo de adaptação, é aplicada a paralelização de suas direções de transferência de geração através de dois ou mais processos. Assim que o limite de MW for adaptado e os pontos de limite de segurança coincidentes forem identificados, é possível passar para a segunda etapa de paralelização. Nesta etapa são adaptados os pontos restantes dos limites de contingências, de tensão, de Mvar e térmico. Se apenas dois processos forem utilizados no processamento paralelo, cada processo será responsável por adaptar dois dos quatro limites citados anteriormente. Por outro lado, se quatro processos forem designados, cada um será responsável pela adaptação de um dos limites de segurança. No caso de mais do que quatro processos forem adotados na paralelização, recomenda-se a alocação de forma proporcional de cada processo excedente a um dos limites de segurança, e portanto, é realizada a paralelização das direções de transferência de geração associadas a cada limite.

É importante ressaltar que qualquer etapa seguinte deve esperar pela adaptação de todos os limites de segurança, mesmo que um dos limite de segurança seja adaptado mais rapidamente que outro. Conseqüentemente, considera-se como o tempo total de construção da RSE aquele associado ao processo mais demorado. Destaca-se que a geração dos nomogramas só é permitida quando todos os processos forem finalizados.

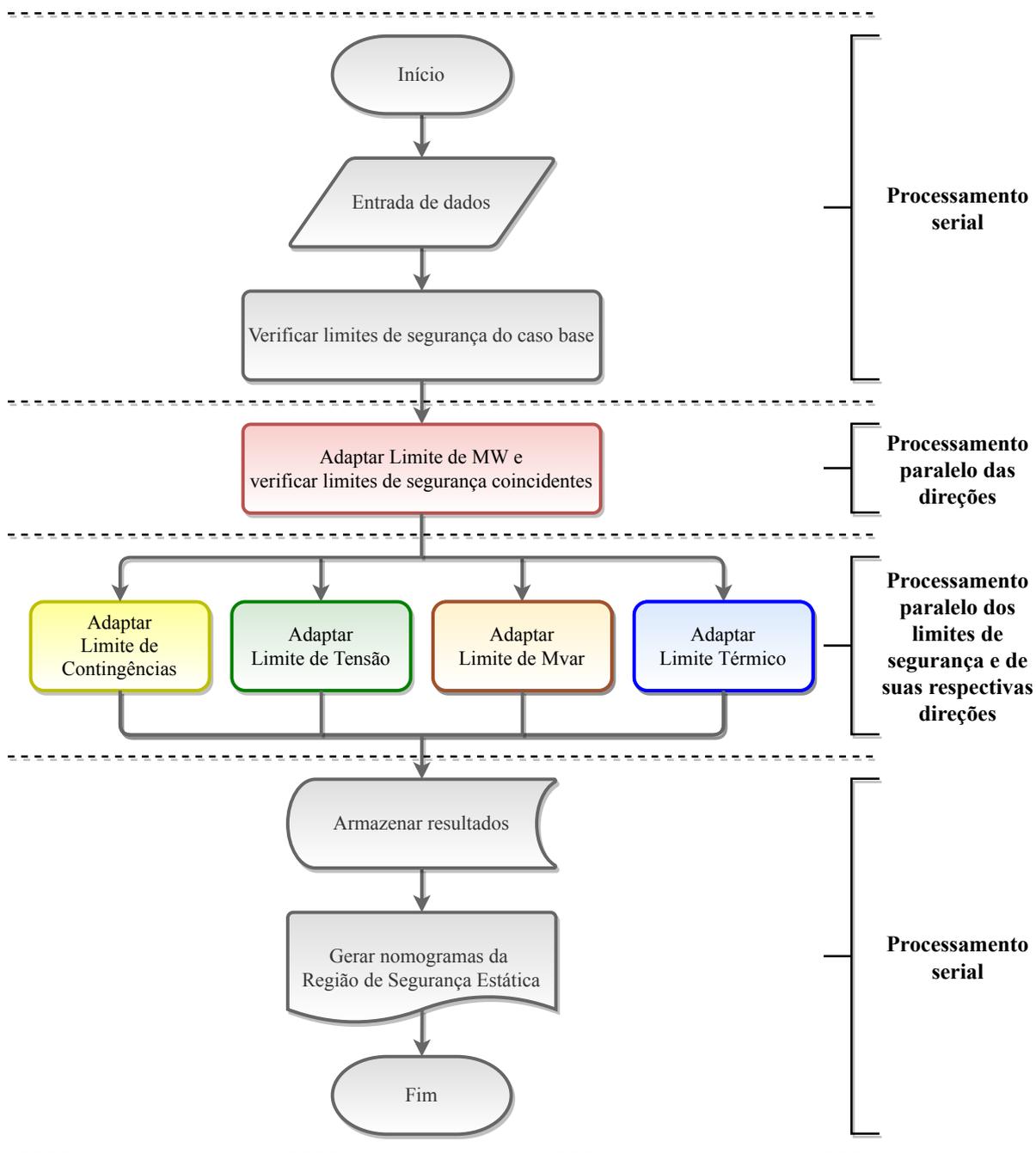
#### 6.3.4 Arquitetura proposta

A arquitetura do programa implementado para a construção de uma RSE Adaptativa segue o modelo da Figura 31. Para tornar a apresentação mais simples, o Fluxograma contém apenas a estratégia aplicada a um único ponto de operação e, dessa forma, foi omitida a utilização dos pontos das curvas de carga e geração para alteração do estado do sistema, já que fica subentendido que o processo de adaptação de uma RSE é justificado pela alteração do estado de operação.

De acordo com a Figura 31, primeiramente é realizada a inicialização do programa e a entrada de dados, que inclui os dados do sistema e também as informações sobre os limites de segurança de uma RSE de um ponto de operação anterior, que são fornecidos ao programa através de arquivos binários. Após a inicialização, realiza-se a verificação dos limites de segurança do caso base, conforme apresentado na Subseção 6.3.1. Se o sistema for inseguro para algum desses limites, salvo o limite de MW, o processo de adaptação desse limite específico é descartado em todas as direções de transferência de geração. Se o próprio limite de MW for violado no caso base, a própria RSE não pode ser construída para o ponto de operação do caso base.

O passo seguinte é adaptar o limite de MW, que deve ser realizado primeiro por ser o limite extremo da RSE. Essa etapa utiliza o algoritmo apresentado na Figura 29. É importante enfatizar, que a análise de contingências foi descartada no processo de

Figura 31 – Arquitetura do processo de construção da RSE Adaptativa.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

adaptação desse limite, já que ele só depende da verificação dos critérios de parada para o cálculo da máxima transferência de potência entre regiões. Logo, a adaptação do limite de MW ocorre apenas com a avaliação de segurança do caso base. Ao descartar a análise de contingências nesta etapa, o tempo computacional gasto é consideravelmente reduzido. Além disso, é realizada a verificação de limites de segurança que sejam coincidentes com o limite de MW após a verificação de cada direção do limite de MW, de acordo com o que foi apresentado na Subseção 6.3.2. Conforme dito na Subseção 6.3.3, é possível que seja

realizada a paralelização do processo de adaptação dos pontos das direções de transferência de geração desse limite. O processamento paralelo é ativado pela opção de controle de execução “PRL”.

A partir do limite de MW, torna-se possível realizar o processo de adaptação dos limites restantes (descartando os pontos das direções que foram identificados na etapa anterior), através do algoritmo apresentado na Figura 29. Na Figura 31 só foram incluídos os limites de contingências, de tensão, de Mvar e térmico, apesar de que qualquer outro limite de segurança possa ser adaptado. De acordo com a Subseção 6.3.3, também é possível a paralelização de cada limite de segurança, fazendo com que esse conjunto de limites seja adaptado ao mesmo tempo por processos independentes. Se mais do que um processo para cada limite de segurança for considerado na paralelização, é também possível que a adaptação dos pontos das direções de cada limite seja realizada paralelamente, apesar de que a ferramenta desenvolvida não explore essa possibilidade.

Com todos os limites de segurança adaptados, armazena-se os resultados para utilização na adaptação de RSEs de pontos de operação futuros através de arquivos binários. Os nomogramas da RSE, assim como qualquer outra forma de exibição dos resultados, são finalmente gerados e o processo de adaptação da RSE chega ao fim.

## 6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta capítulo apresentou uma metodologia para adaptação de limites de segurança de uma RSE a partir de informações de RSEs de outros pontos de operação, onde foi mostrado que a adaptação pode ser realizada por processos independentes, possibilitando a aplicação do processamento paralelo. Além disso, foi apresentada a arquitetura de um programa computacional capaz de adaptar todos os limites de uma RSE, através da metodologia desenvolvida. Foram também apresentadas as estratégias adotadas no programa para a redução do tempo computacional durante o processo de adaptação da RSE, destacando etapas em que é possível ser realizada a paralelização de processos.

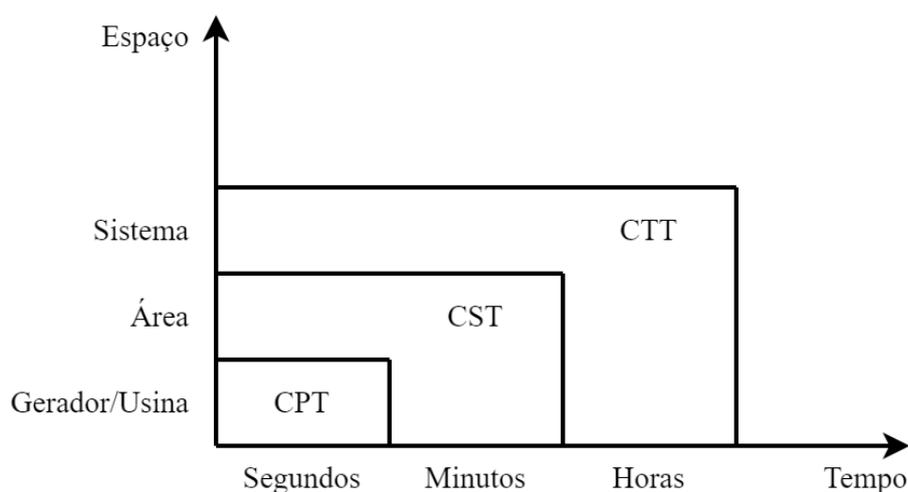
Além da aplicação do método proposto em RSEs, avaliando, portanto, a segurança estática de um SEP, surge a possibilidade de aplicar esse método em regiões de segurança dinâmica, que são ainda mais custosas computacionalmente por apresentarem modelagens mais detalhadas dos sistemas e utilizarem simulações no domínio do tempo.

## 7 REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA COM APLICAÇÃO DE CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

### 7.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A manutenção dos perfis de tensão em áreas estratégicas de sistemas de potência tem sido objeto de estudo em diversos trabalhos nos últimos anos, onde foram desenvolvidas técnicas, tanto decorrentes da experiência de operadores, quanto pela necessidade de garantir a eficiência proporcionada pela automação dos sistemas de controle de potência reativa (HENRIQUES, 2009). Por sua vez, o esquema para controle coordenado de tensão, geralmente, é dividido em três níveis hierárquicos. Tais níveis podem ser definidos de acordo com as áreas geográficas e pelo seu período de tempo de atuação, conforme apresentado na Figura 32 (TARANTO *et al.*, 1999).

Figura 32 – Níveis hierárquicos do controle coordenado de tensão.



Fonte: Retirado de Taranto *et al.* (1999).

O Controle Primário de Tensão (CPT), de acordo com Taranto *et al.* (1999) e Henriques (2009), é o nível hierárquico com a atuação mais rápida e pode ser subdividido entre o controle individual dos geradores e o controle das usinas. O controle de cada gerador está associado ao regulador automático de tensão, enquanto o controle da usina tem por objetivo manter o lado de alta tensão do transformador elevador em valores adequados.

O Controle Secundário de Tensão (CST), foco deste capítulo, tem uma atuação mais lenta que o CPT e regula a tensão de barras piloto em áreas de controle de tensão. Por sua vez, as barras piloto devem representar o perfil de tensão na área em que estão inseridas, sendo regulada pela atuação de um grupo específico de geradores, compensadores,

transformadores de tap variável, dentre outros (TARANTO *et al.*, 1999; HENRIQUES, 2009).

Por fim, o Controle Terciário de Tensão (CTT), com a atuação mais lenta dentre os três níveis, tem como um dos principais objetivos garantir, de forma preventiva, a segurança e integridade do sistema através da otimização dos valores de tensão das barras piloto (TARANTO *et al.*, 1999; HENRIQUES, 2009).

Dadas as premissas, o objetivo deste capítulo é demonstrar como o CST pode ser utilizado em conjunto com RSEs para controlar a tensão de barras piloto em áreas específicas dos grupos de geração. Dessa forma, deseja-se demonstrar que é possível aumentar as margens de segurança do limite de tensão em relação ao ponto de operação do caso base de uma RSE, ao se controlar o módulo da tensão de uma barra selecionada estrategicamente.

## 7.2 METODOLOGIA

### 7.2.1 Determinação de áreas de controle de tensão

Considerando que o CST coordena a atuação de um ou mais grupos de geradores com uma atuação regional, é possível e necessário definir áreas de controle de tensão que sejam suficientemente desacopladas umas das outras, em que uma barra piloto, que represente o comportamento das tensões das barras dessa área, deve ser selecionada (HENRIQUES, 2009).

De acordo com Henriques (2009), a divisão das áreas de controle de tensão deve considerar os seguintes pontos:

- a) mudanças realizadas na tensão da barra piloto devem ser refletidas em mudanças coerentes nas demais barras da área;
- b) devem existir fontes de potência reativa na área com capacidade suficiente para promover as alterações na tensão devido a atuação do CST;
- c) é necessário que haja um desacoplamento adequado entre a área de controle de tensão e suas áreas vizinhas.

Existem diversas metodologias na literatura para a determinação das áreas de controle de tensão. Lagonotte *et al.* (1989) apresentam a utilização do conceito de distância elétrica entre os nós de um sistema, que por sua vez, podem ser agrupados conforme suas características. Já Begovic e Phadke (1989), Begovic e Phadke (1990), Schlueter *et al.* (1991), Schlueter (1989), Ilic e Stankovic (1989) apresentam metodologias baseadas no conceito de coerência entre nós de acordo com os elementos da matriz jacobiana.

Finalmente, [Henriques \(2009\)](#) propõe uma metodologia para identificar áreas de controle de tensão a partir dos autovalores e uma matriz de sensibilidade QV.

Independentemente do método utilizado para definição das áreas de controle de tensão de um SEP, deseja-se que os grupos de geração de uma RSE sejam definidos de acordo com essas áreas. Portanto, propõe-se que os grupos de geração sejam constituídos de geradores pertencentes às mesmas áreas de controle de tensão. Dessa forma, torna-se possível observar o efeito da atuação do CST nas margens de segurança do limite de tensão de uma RSE, o que permite uma visualização gráfica do quão eficiente está sendo o CST em uma determinada área.

### 7.2.2 Determinação de barras piloto e fatores de participação dos geradores

Segundo o que é proposto, os geradores de uma área de controle de tensão devem estar incluídos em um mesmo grupo de geração, sendo intuitivo concluir que a barra piloto também deve ser selecionada na área que os geradores desse grupo pertencem e, ao mesmo tempo, tenha um forte acoplamento com esses geradores. Por outro lado, a determinação de uma barra piloto dentro de uma certa área de controle de tensão requer uma análise criteriosa, uma vez que não é desejável a escolha de uma barra que não represente adequadamente o perfil de tensão dessa área.

Neste trabalho, a seleção de barras piloto é baseada em uma metodologia citada na publicação da Força Tarefa do CIGRÉ a respeito do CST, que está relacionada ao conceito de que barras piloto possam ser escolhidas a partir das barras com maior potência de curto-circuito, já que tais barras têm forte influência na tensão de barras eletricamente próximas ([MARTINS; CORSI; CHAIRMEN, 2007](#)).

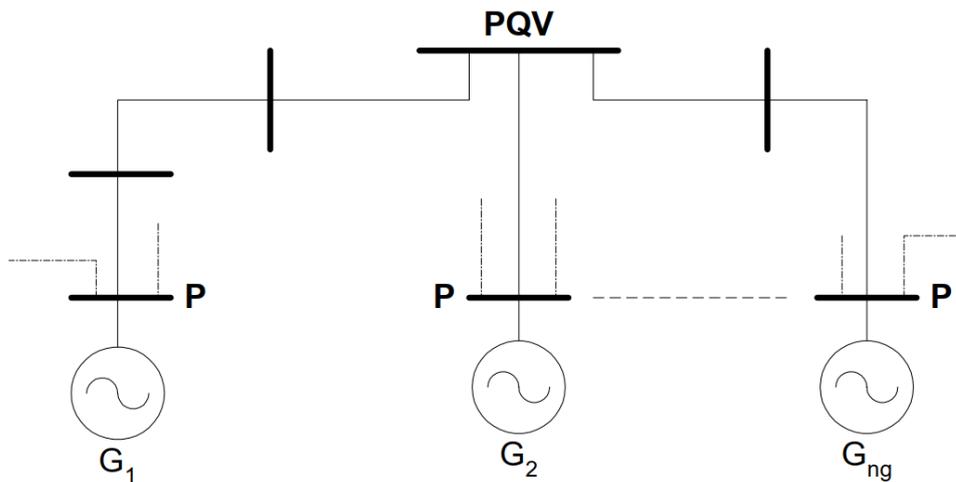
Uma maneira de identificar as barras que possuem a maior potência de curto-circuito é através de uma análise na Matriz Impedância Nodal ( $Z_{barra}$ ). Basta que sejam localizados os elementos da diagonal principal com o menor valor de impedância, sendo que as posições de tais elementos correspondem justamente às barras do sistema. Ao se relacionar os elementos da diagonal principal da matriz  $Z_{barra}$  com as barras candidatas a barra piloto de uma determinada área, é possível identificar qual a barra mais adequada.

Após a identificação da barra piloto, se faz necessário avaliar quais serão os geradores a participar do CST e mais, qual será a participação de cada gerador. Em [Martins, Corsi e Chairmen \(2007\)](#), é dito que essa seleção pode ser feita com base em uma matriz de sensibilidade, de forma a determinar o acoplamento entre os geradores e as barras do sistema. Neste trabalho, em específico, o programa ANAREDE foi utilizado para realização dessa análise de sensibilidade, determinando quais geradores têm suas gerações de potência reativa com maior acoplamento a tensão de barras piloto, e quais são seus fatores de participação correspondentes.

### 7.2.3 Formulação matemática do controle secundário de tensão

Nesta subseção é apresentada, brevemente, a formulação adotada neste trabalho para o CST, com base em [Passos Filho \(2000\)](#). Uma barra piloto é definida como sendo do tipo PQV e sua tensão é regulada pela atuação coordenada de dois ou mais geradores/compensadores síncronos, de acordo com seus fatores de participação. A modelagem adotada é feita através da inclusão das equações de controle no problema de fluxo de potência, internamente à Matriz Jacobiana, em que as potências reativas geradas são consideradas variáveis de estado. A Figura 33 apresenta uma topologia genérica do CST.

Figura 33 – Exemplo genérico do CST feito por geradores/compensadores síncronos.



Fonte: Retirado de [Passos Filho \(2000\)](#).

De acordo com [Passos Filho \(2000\)](#), as equações de controle (Equações (7.1)) devem ser introduzidas no problema de fluxo de potência, considerando uma barra genérica “ $m$ ” como tipo PQV. O parâmetro  $\alpha$  equivale ao fator de participação de cada gerador ou compensador síncrono em relação ao subsequente, a fim de controlar a tensão da barra “ $m$ ”.

$$\begin{aligned}
 Q_{G,1} - \alpha_{12} \cdot Q_{G,2} &= 0 \\
 Q_{G,2} - \alpha_{23} \cdot Q_{G,3} &= 0 \\
 &\vdots \\
 Q_{G,(ng-1)} - \alpha_{(ng-1)(ng)} \cdot Q_{G,ng} &= 0 \\
 V_m - V_m^{esp} &= 0
 \end{aligned} \tag{7.1}$$

Para verificação da convergência das equações de fluxo de potência deve-se analisar, além dos resíduos de potência ativa e reativa das barras, os resíduos obtidos pelas equações

de controle, conforme as Equações (7.2).

$$\begin{aligned}
 \Delta y_1 &= \alpha_{12} \cdot Q_{G,2} - Q_{G,1} \\
 \Delta y_2 &= \alpha_{23} \cdot Q_{G,3} - Q_{G,2} \\
 &\vdots \\
 \Delta y_{(ng-1)} &= \alpha_{(ng-1)(ng)} \cdot Q_{G,ng} - Q_{G,(ng-1)} \\
 \Delta y_{ng} &= V_m^{esp} - V_m
 \end{aligned} \tag{7.2}$$

Passos Filho (2000) destaca que a modelagem proposta para o CST foi baseada no modelo de controle de tensão em barras remotas, em que as potências reativas geradas de cada gerador são consideradas novas variáveis de estado do sistema, sendo dadas pelas Equações (7.3).

$$\begin{aligned}
 \Delta x_1 &= \Delta Q_{G,1} \\
 \Delta x_2 &= \Delta Q_{G,2} \\
 &\vdots \\
 \Delta x_{ng} &= \Delta Q_{G,ng}
 \end{aligned} \tag{7.3}$$

Após a solução do sistema linear, a cada iteração, são determinadas as correções  $\Delta Q_{G,1}, \Delta Q_{G,2}, \dots, \Delta Q_{G,ng}$ , e os valores das potências reativas geradas devem ser atualizados, de acordo com as Equações (7.4).

$$\begin{aligned}
 Q_{G,1}^{(h+1)} &= Q_{G,1}^{(h)} + \Delta Q_{G,1}^{(h)} \\
 Q_{G,2}^{(h+1)} &= Q_{G,2}^{(h)} + \Delta Q_{G,2}^{(h)} \\
 &\vdots \\
 Q_{G,ng}^{(h+1)} &= Q_{G,ng}^{(h)} + \Delta Q_{G,ng}^{(h)}
 \end{aligned} \tag{7.4}$$

### 7.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi introduzido o conceito de aplicação do CST no processo de construção de RSEs. Foi realizada uma breve revisão, onde foi citada uma metodologia para determinação de barras piloto em uma área de controle de tensão, que no caso deste trabalho, deve coincidir com uma área de um grupo de geração, e também a formulação matemática do CST. No Capítulo 8, é realizado um estudo para demonstrar que a utilização adequada do CST pode proporcionar melhorias significativas na região segura do limite de tensão de uma RSE.

## 8 RESULTADOS

### 8.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com objetivo de avaliar e validar as metodologias propostas, bem como as funcionalidades implementadas na ferramenta computacional desenvolvida, neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos tanto para validação quanto para a investigação das RSEs associadas a alguns sistemas de potência teste.

As simulações foram realizadas em três sistemas teste de pequeno e médio porte:

- a) sistema tutorial 9 barras;
- b) sistema teste *New England*;
- c) sistema teste IEEE nórdico.

Todas as simulações apresentadas neste capítulo foram realizadas utilizando um computador com processador Intel Core i5-4210U 1,7GHz, 4GB de memória RAM, SSD A400 Kingston de 480GB e sistema operacional Windows 10 64-bit.

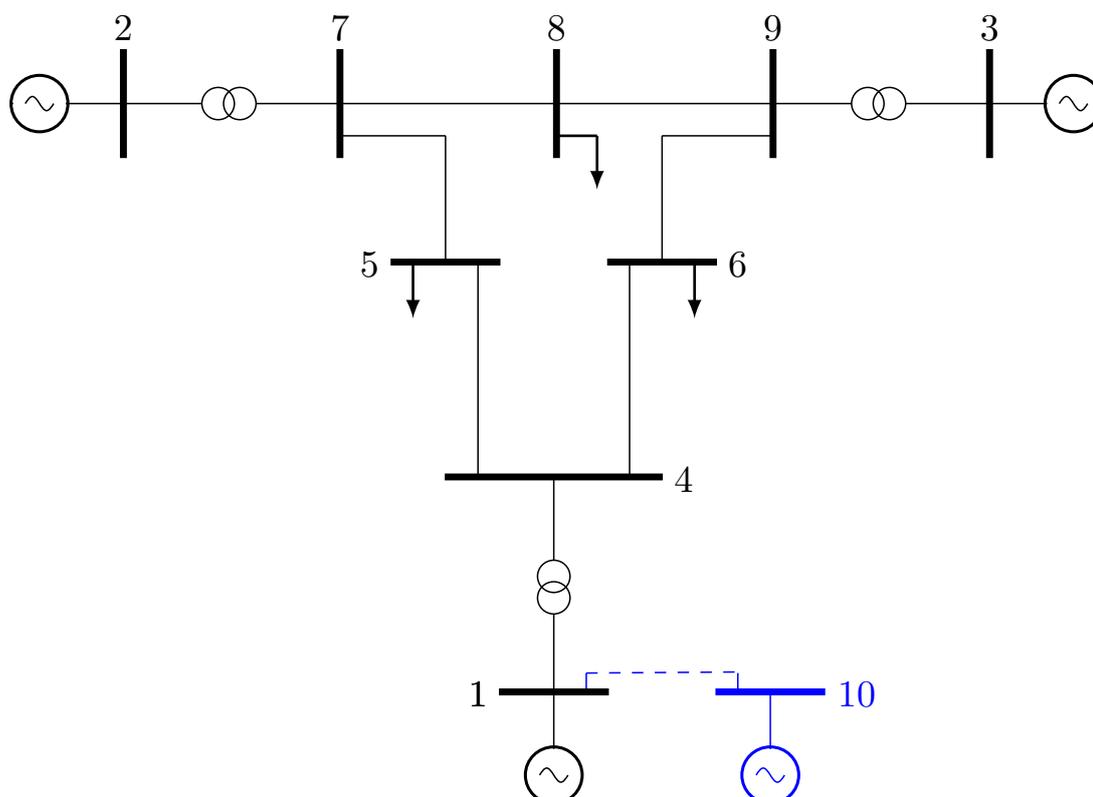
### 8.2 SISTEMA TUTORIAL 9 BARRAS

O diagrama unifilar do sistema tutorial 9 barras pode ser visto na Figura 34 e os dados deste sistema estão disponíveis no Anexo A. Pode-se observar que uma barra fictícia foi adicionada a topologia original do sistema, que foi numerada como barra 10 e está destacada em azul no diagrama unifilar. Essa barra foi adicionada exclusivamente para atuar como barra *swing* do sistema, enquanto a barra 1, que era a barra *swing* da topologia original, teve seu tipo modificado para PV. A barra 10 foi conectada a barra 1 através de um *link* de baixa impedância. Essa estratégia foi adotada com o intuito de que a barra *swing* não seja incluída em nenhum dos grupos de geração da RSE e, dessa forma, o processo de transferência de geração seja totalmente controlado e não sofra interferência das perdas elétricas, uma vez que a barra *swing* é responsável pelo fechamento do balanço de potência entre geração e carga. Almeida (2011) apresenta maiores detalhes sobre a influência da barra *swing* no processo de construção da RSE.

O sistema 9 barras é adequado para introduzir os conceitos associados a uma RSE, bem como para demonstrar suas principais características. Isso é justificado pelo fato desse sistema possuir apenas três unidades geradoras e ter uma topologia bastante simples. Conseqüentemente, esse sistema é utilizado como base para demonstrar a estrutura de apresentação dos resultados deste trabalho.

A Tabela 5 contém um resumo das principais características deste sistema de pequeno porte, considerando as modificações realizadas em sua topologia original para as

Figura 34 – Diagrama unifilar do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

aplicações deste trabalho. Os dados originais do sistema 9 barras podem ser encontrados em [Anderson e Fouad \(1977\)](#).

Tabela 5 – Principais características do sistema tutorial 9 barras.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	10
Número de barras PV	3
Número de circuitos	10
Número de transformadores	3
Carga ativa	315,0 MW
Carga reativa	115,0 Mvar

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Com base na Tabela 5 e na Figura 34, observa-se que as barras 1, 2 e 3 são do tipo PV, enquanto as barras 4 a 9 são do tipo PQ. Este sistema ainda possui sete linhas transmissão (contando com o *link* de baixa impedância) e três transformadores de *tap* fixo. As cargas do sistema estão conectadas as barras 5, 6 e 8. Maiores informações, como os valores das injeções de potência ativa e reativa em cada barra, os limites operacionais dos

geradores e parâmetros elétricos das linhas de transmissão e transformadores, podem ser vistos no Anexo A.

### 8.2.1 Validação dos resultados

Antes de passar para a apresentação dos resultados das metodologias e estudos desenvolvidos, deseja-se demonstrar que a ferramenta computacional implementada para este trabalho está totalmente validada e de acordo com os resultados do programa ANAREDE, e para isso são apresentados alguns resultados e comparações iniciais. Vale ressaltar que os demais sistemas teste não passarão por esse procedimento de validação, a fim de evitar que esse processo se torne repetitivo.

#### 8.2.1.1 Validação do fluxo de potência do caso base

Como a construção de uma RSE é baseada em fluxos de potência, faz todo o sentido que a primeira etapa do processo de validação seja uma comparação dos resultados da solução do fluxo de potência desse sistema para o ponto de operação do Anexo A, que é tomado como caso base para a construção da RSE, apesar de que modificações são realizadas em algumas situações a fim explorar os efeitos causados no formato da RSE.

A Tabela 6 apresenta uma comparação entre algumas grandezas associadas a solução do fluxo de potência do sistema 9 barras para o programa desenvolvido e o ANAREDE. Ambos os fluxos de potência foram executados com o controle de limite de geração de potência reativa (QLIM) e tolerâncias de convergência do erro de potência ativa e reativa (constantes TEPA e TEPR) iguais a  $1 \times 10^{-6}$  MW e  $1 \times 10^{-6}$  Mvar, respectivamente.

Tabela 6 – Validação do fluxo de potência do caso base do sistema tutorial 9 barras.

Fonte dos resultados	Barra Swing		Nº da iteração	Erro max MW	Nº da barra	Erro max Mvar	Nº da barra
	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (Mvar)					
Programa desenvolvido	0,0	0,0	1	3,20	9	1,91	9
			2	0,00	9	0,00	9
ANAREDE v10.2.3	0,0	0,0	1	3,20	9	1,91	9
			2	0,00	3	0,00	9

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 6 apresenta, para ambos os programas, as gerações de potência ativa e reativa da barra *swing* e também a trajetória de convergência durante o processo iterativo, onde podem ser vistos os erros máximos de potência ativa e reativa, bem como as respectivas barras em que esses erros ocorrem. Pode-se observar que os resultados em ambos os programas são bastante semelhantes, diferindo apenas no número da barra em que ocorre o maior erro de potência ativa na segunda iteração, que no programa

desenvolvido é a barra 9, enquanto no programa ANAREDE é a barra 3. Através dessa pequena diferença é possível realizar a seguinte observação: ambos os programas convergem para a solução do problema, porém as trajetórias de convergência, salvo a primeira iteração, podem ser diferentes. Vale destacar que as gerações de potência ativa e reativa são iguais a 0,0 nos dois programas, pois a geração da barra 1 (*swing* na topologia original) supre completamente as perdas neste caso base, porém, ao longo do processo de construção da RSE, esses valores são modificados e a barra 10 fecha o balanço de potência.

#### 8.2.1.2 Validação do processo de construção da região de segurança estática

O primeiro passo para a construção de uma RSE é a divisão do sistema em três grupos de geração. Como o sistema tutorial 9 barras possui apenas três geradores, essa divisão se torna simples, sendo um gerador inserido em cada grupo, de acordo com a Tabela 7. Além disso, a Tabela 7 também mostra a geração de potência ativa de cada grupo no ponto de operação atual do sistema, que neste caso coincide com a geração de cada um dos geradores, e seus respectivos limites mínimos e máximos. Por fim, a Figura 35 apresenta novamente o diagrama unifilar desse sistema, onde estão destacados os geradores pertencentes a cada grupo.

Tabela 7 – Divisão dos grupos de geração do sistema tutorial 9 barras.

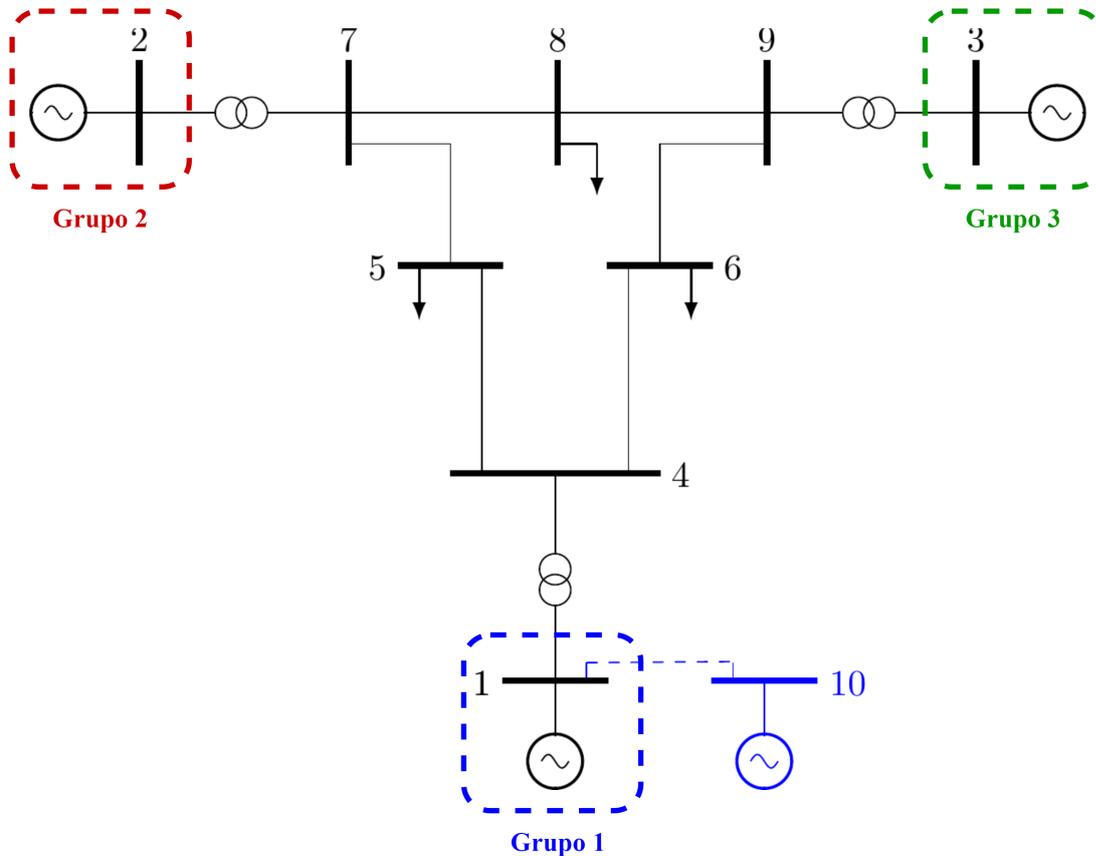
Grupo de Geração	Número da Barra	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_G$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)
$G_1$	1	0,0	142,5	247,5
$G_2$	2	0,0	90,0	192,0
$G_3$	3	0,0	85,0	128,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Outra questão importante em relação ao processo de construção de uma RSE, é a definição de uma lista de contingências. A aplicação de contingências é essencial, pois muitas vezes limites de segurança em uma determinada direção de transferência de geração, como por exemplo, o limite de tensão, só são violados durante um caso de contingência. Logo, a RSE que tem por premissa alertar sobre os possíveis pontos de operação sujeitos a violações, deve sempre que possível adotar uma lista de possíveis contingências para o sistema. Em relação ao sistema 9 barras, que se trata de um sistema bem simples, é possível investigar a abertura de todas as suas linhas de transmissão (salvo a linha 1-10). Dessa forma, de acordo com Tabela 47 do Anexo A, são consideradas as aberturas dos seguintes circuitos durante a análise de contingências: 4-5-1, 4-6-1, 6-9-1, 7-5-1, 7-8-1 e 8-9-1.

Com o fluxo de potência do caso base validado, é possível partir para o processo de validação da RSE. Todos os limites de segurança disponíveis no programa ANAREDE serão comparados com os resultados obtidos pelo programa desenvolvido. Os parâmetros

Figura 35 – Diagrama unifilar do sistema tutorial 9 barras com divisão dos grupos de geração.

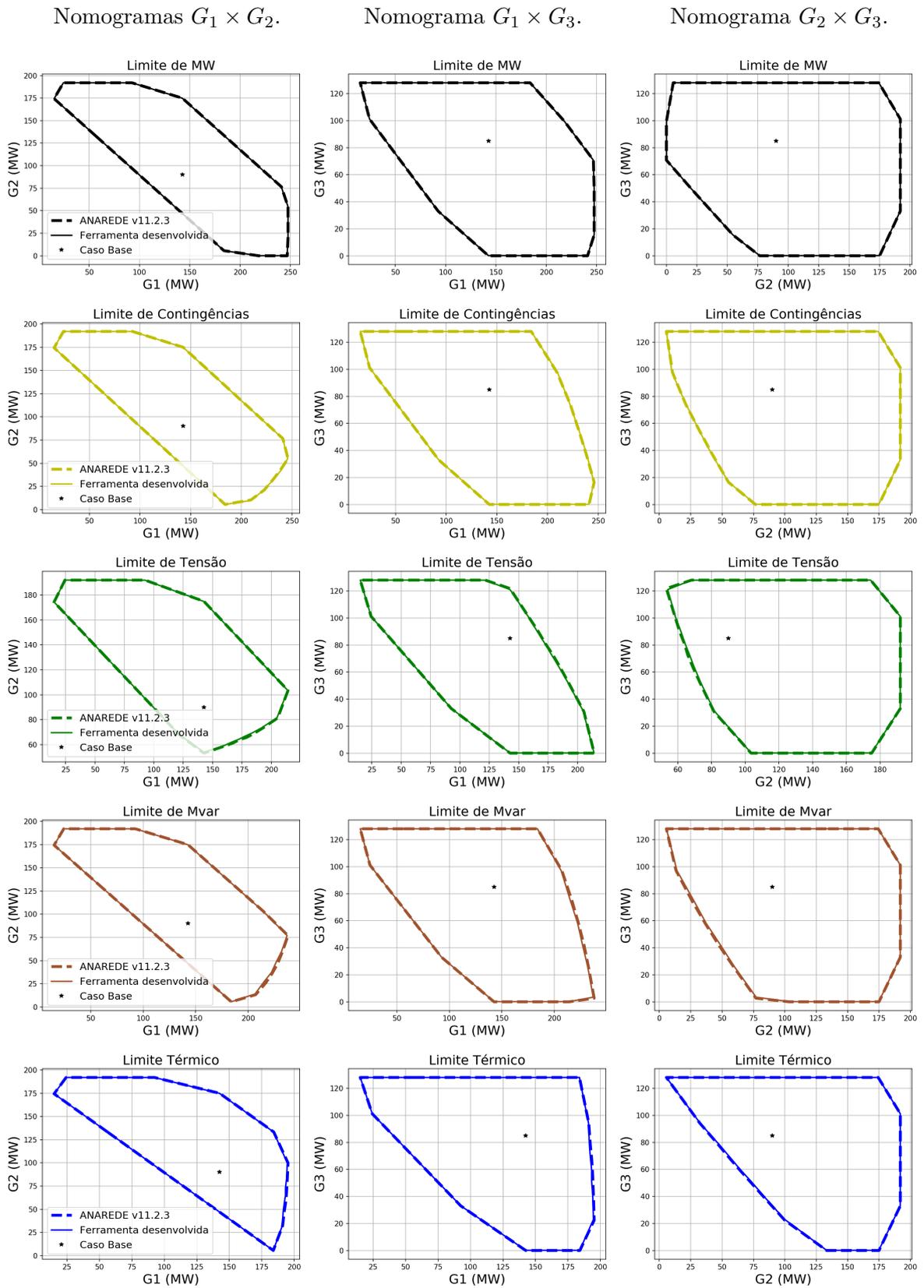


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

adotados para a construção de ambas RSEs foram os seguintes: número de direções igual a 20, passo de transferência de geração igual 5% e fator de redução de passo igual 10. As comparações entre cada um dos limites de segurança das RSEs podem ser vistas na Figura 36, onde foi adotada a convenção de cores apresentada na Figura 79 do Apêndice A. Vale a pena lembrar que a mesma nomenclatura do ANAREDE foi adotada para os limites da RSE, salvo pelo limite contingências, que no programa ANAREDE é chamado de limite de segurança. Estes resultados foram obtidos pelo programa ANAREDE na versão 11.2.1.

Com base na Figura 36, pode-se observar que os limites de segurança do programa desenvolvido seguem o mesmo formato daqueles gerados pelo programa ANAREDE. Entretanto, em algumas partes é possível verificar que a linha tracejada (ANAREDE) não está totalmente alinhada com a linha contínua (programa desenvolvido). Esse pequeno erro é justificado pela combinação de três motivos: (i) o passo de transferência de geração na simulação foi de 5%; (ii) a estratégia de redução de passo é um pouco diferente no programa ANAREDE; e (iii) o passo de transferência de geração do programa ANAREDE é calculado apenas na primeira direção (o percentual é aplicado na geração de potência ativa da RIMP no caso base, rever Subseção 3.2.3.1), enquanto o passo de transferência

Figura 36 – Validação dos limites de segurança da RSE do sistema tutorial 9 barras.

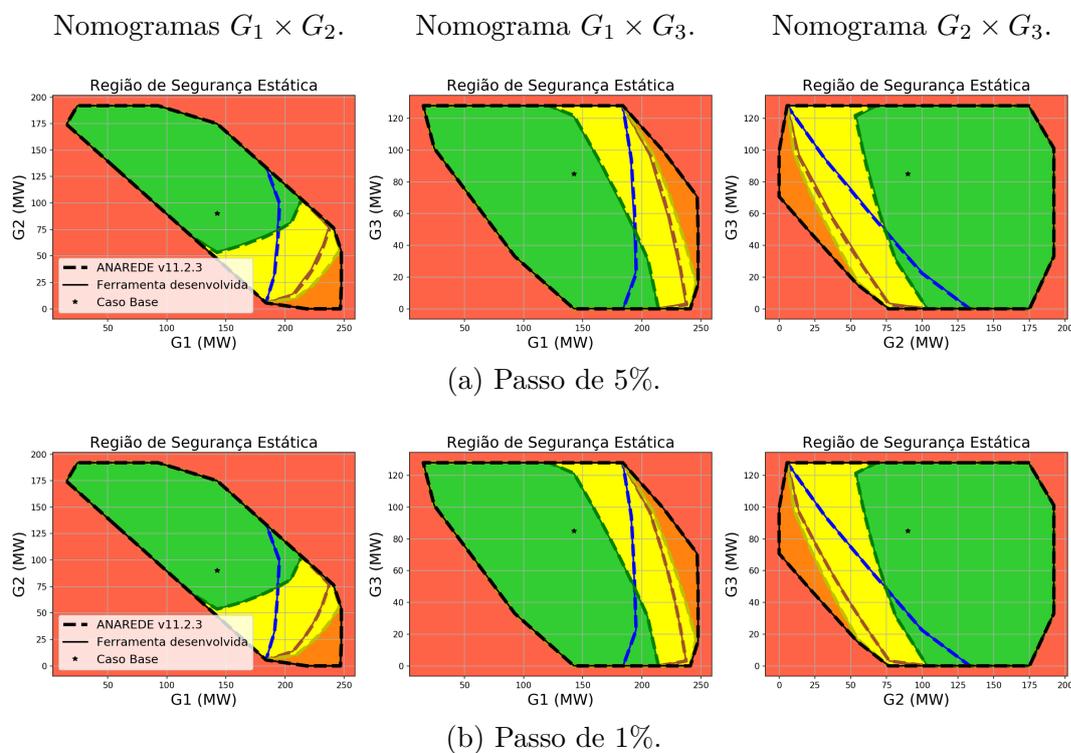


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

de geração do programa desenvolvido é calculado a cada nova direção. Ao se combinar a diferença no cálculo do passo de transferência de geração com o percentual de 5%, que é um valor relativamente alto, e uma estratégia diferente para redução do passo, justifica-se esses pequenos erros. Apesar do erro poder ser reduzido ao se utilizar um passo de transferência de geração com um percentual menor, desejou-se demonstrar através desse exemplo as diferenças entre as duas ferramentas.

A RSE do sistema tutorial 9 barras é obtida ao se combinar todos os limites de segurança da Figura 36 em uma único nomograma, de acordo com a Figura 37. Os nomogramas da Figura 37a são referentes aos limites de segurança mostrados na Figura 36, onde o passo de transferência de geração de 5% foi adotado. Já a Figura 37b apresenta os mesmos nomogramas, porém construídos com passo de 1% e todos os outros parâmetros mantidos inalterados. Apesar da diferença sutil, é possível observar que as linhas tracejadas referentes a cada limite de segurança estão mais alinhadas com as respectivas linhas contínuas, especialmente para os limites de tensão, de Mvar e térmico. Logo, fica comprovado que a utilização de um passo de transferência reduzido garante que os resultados do programa desenvolvido fiquem alinhados com os do programa ANAREDE, e com essa justificativa, o passo de transferência de geração de 1% é adotado como padrão para construção das RSEs deste capítulo.

Figura 37 – Validação da RSE do sistema tutorial 9 barras.

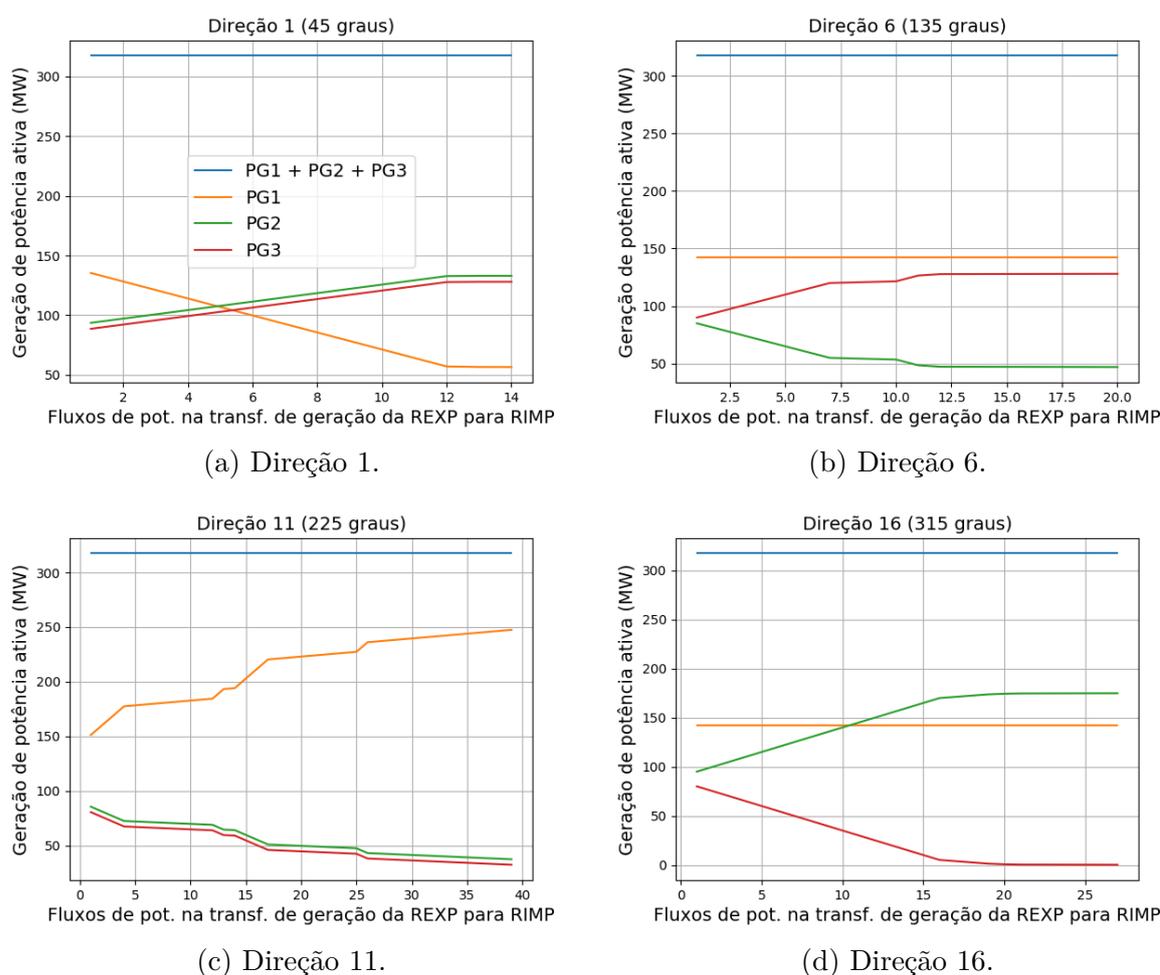


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Outro estudo bastante interessante para validação da RSE é verificar como a

geração de cada um dos grupos é alterada no decorrer do processo de construção da RSE e, ainda, observar que para qualquer direção de transferência de geração, a soma das gerações de potência ativa dos três grupos é sempre a mesma. Considerando a simulação realizada anteriormente, onde foram adotadas 20 direções e passo de transferência igual 5%, foram gerados gráficos que demonstram de forma bastante clara o processo de transferência de geração da REXP para RIMP a medida que fluxos de potência são executados no decorrer de uma direção. Para apresentar esses resultados, selecionou-se uma direção em cada quadrante do plano cartesiano, de forma enfatizar o comportamento de cada grupo de geração nas situações mais distintas possíveis. A Figura 38 apresenta os gráficos referentes as direções 1, 6, 11 e 16, associadas aos ângulos  $45^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $225^\circ$  e  $315^\circ$ , respectivamente.

Figura 38 – Alteração da geração de potência ativa dos grupos de geração do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Analisando, primeiramente, a direção 1 através da Figura 38a, pode-se observar que as gerações de potência ativa dos grupos 2 e 3, pertencentes a REXP, aumentam na medida que a geração do grupo 1, pertencente a RIMP, diminui. Ao se realizar a soma das

gerações dos três grupos em qualquer ponto do gráfico da Figura 38a, se obtém o mesmo valor (317,5 MW), que corresponde ao somatório da geração do ponto de operação inicial. Além disso, também é possível contabilizar o número de fluxos de potência executados durante o processo de transferência de geração, que no caso da direção 1 totalizou 14 fluxos. Observa-se ainda que entre os fluxos 12 e 14, a inclinação das curvas referentes aos três grupos é quase imperceptível, e isso se justifica pelo fato da transferência de geração estar ocorrendo em uma taxa muito pequena, devido a redução do passo de transferência de geração que ocorre quando o limite de MW é identificado.

O mesmo tipo de análise pode ser realizada nos gráficos referentes as direções 6, 11 e 16. Para a direção 6 (Figura 38b), verifica-se que o grupo 3 pertence a REXP e tem sua geração aumentada, ao passo que o grupo 2 tem o comportamento inverso, por pertencer a RIMP. Ademais, nota-se que o grupo 1 não participa de nenhuma das duas regiões e sua geração se mantém constante. Outro fato interessante, é que através da inclinação das retas, é possível observar o número do fluxo de potência em que a redução de passo é aplicada por ter identificado algum limite de segurança. Já a direção 11 (Figura 38c), tem o comportamento inverso da direção 1, e ainda mais, é possível notar que a redução de passo acontece diversas vezes, o que pode ser comprovado ao se analisar o nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 37. Finalmente, tem-se a direção 16 (Figura 38d), que possui o comportamento inverso da direção 6.

Com os resultados apresentados nesta subseção, pode-se considerar que a RSE obtida através do programa implementado para este trabalho, está de acordo com o programa ANAREDE. Além disso, também foi possível verificar que a RSE segue o comportamento esperado em relação ao que foi revisado em seu processo de construção. As próximas subseções apresentam estudos mais aprofundados a respeito das características e particularidades da RSE do sistema 9 barras, e demonstram como as condições de operação têm forte influência no formato dos limites de segurança.

### 8.2.2 Estudos

Nesta subseção são apresentados os estudos realizados utilizando o sistema tutorial 9 barras. Primeiramente são investigadas as características da RSE construída pelo método convencional associada ao ponto de operação adotado como caso base e como os parâmetros construtivos impactam no formato e na qualidade gráfica da RSE. Além disso, nesta etapa também é realizado um estudo de tempo computacional. Após a conclusão da avaliação da RSE convencional do sistema 9 barras, são apresentados os resultados da RSE com monitoração de perdas, onde são apontadas as particularidades do mapa de calor para perdas, seu impacto no tempo de construção da RSE e é avaliada a relação dos parâmetros construtivos da RSE com a qualidade gráfica do mapa de calor para perdas.

O último estudo realizado com o sistema 9 barras é com a relação a RSE Adaptativa,

onde são apresentados os resultados obtidos e feitas comparações com o método de construção convencional. As condições de operação do caso base são alteradas com a aplicação de curvas de carga e geração. Também são realizados estudos de tempo computacional para que fique evidente a possível economia no tempo de construção da RSE através do método adaptativo.

### 8.2.2.1 *Região de segurança estática convencional*

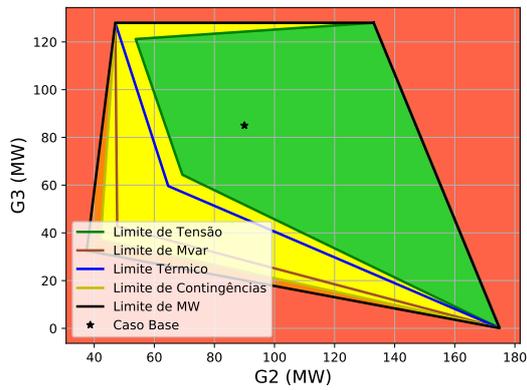
Com base nos resultados apresentados por Almeida (2011), primeiramente é realizado um estudo do impacto do número de direções na qualidade gráfica da RSE, de forma a definir um número de direções padrão para este trabalho. Para tornar a avaliação mais objetiva, nesta etapa é apresentado apenas o nomograma  $G_2 \times G_3$  considerando 4, 8, 20, 40, 60, 100, 200 e 360 direções. Em todas as simulações adotou-se o passo de transferência de geração de 1% e fator de redução de passo igual 10. A Figura 39 apresenta os nomogramas  $G_2 \times G_3$  obtidos. O código e opções de execução utilizados na simulação foram os seguintes: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT.

De forma a complementar a análise do número de direções para o processo construtivo da RSE, apresenta-se na Tabela 8 uma comparação entre os tempos computacionais para cada número de direções apresentado na Figura 39. Para cada medição de tempo apresentada na tabela, foram realizadas três simulações e o resultado mostrado é a média simples das amostras. Além disso, pode-se observar que o tempo de construção foi medido adotando o processamento serial e utilizando o processamento paralelo com dois e quatro processos, de forma a enfatizar a redução no tempo computacional, que também está presente na Tabela 8, ao se adotar a paralelização durante o processo de construção da RSE. Destaca-se que foi utilizada a opção de controle de execução PRL para ativação do processamento paralelo no programa desenvolvido.

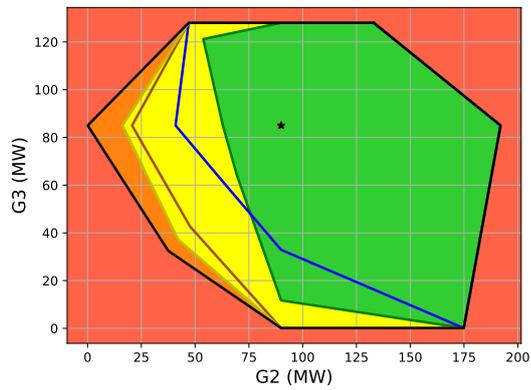
Os fatores de aceleração, também conhecidos como *speed-up*, também são apresentados na Tabela 8. Um fator de aceleração é definido como a relação entre o tempo gasto na execução de um programa utilizando o processamento serial ( $T(1)$ ) e o tempo gasto com a utilização de  $N$  processos ( $T(N)$ ), representando, portanto, uma medida de ganho de tempo computacional. O fator de aceleração com relação a dois processo é representado na Tabela 8 por  $T(1)/T(2)$ , enquanto para quatro processos temos  $T(1)/T(4)$ .

Ao se analisar os nomogramas da Figura 39, fica bastante evidente que utilizar um número de direções menor do que 20 não é interessante pela distorção que a RSE pode apresentar. Como as direções de transferência de geração indicam como o perfil dos grupos de geração do sistema é modificado, adotar um baixo número de direções pode fazer com que a RSE não detecte direções em que ocorreriam violações dos limites de segurança, reduzindo a observabilidade proporcionada por uma RSE (ALMEIDA, 2011).

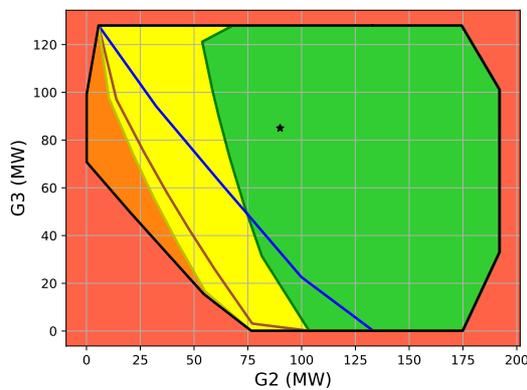
Figura 39 – Influência da número de direções na RSE do sistema tutorial 9 barras.



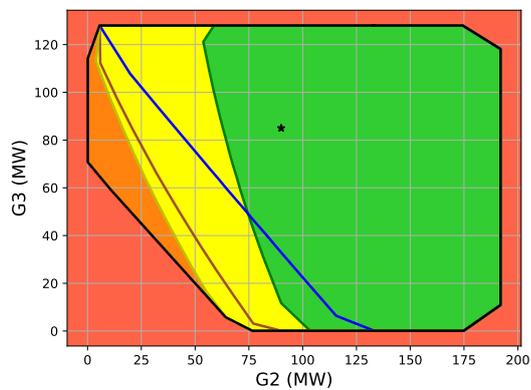
(a) 4 direções.



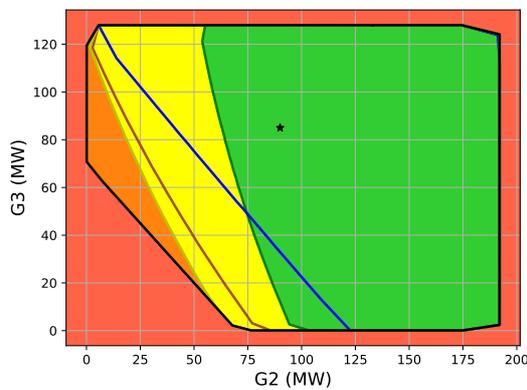
(b) 8 direções.



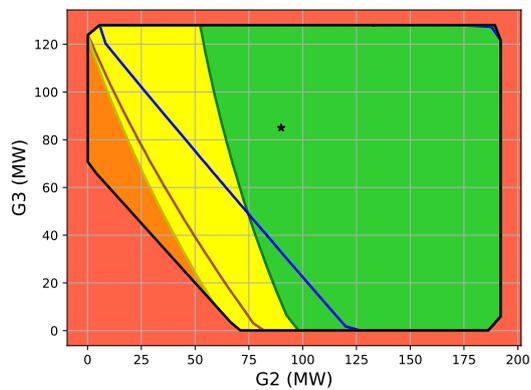
(c) 20 direções.



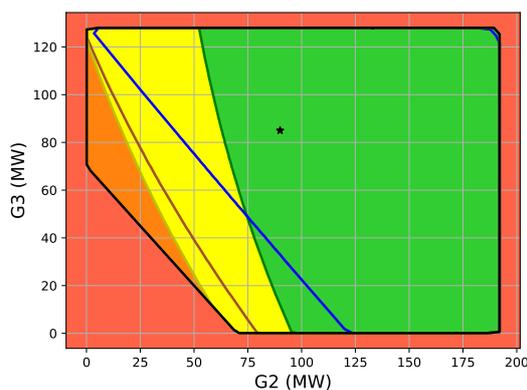
(d) 40 direções.



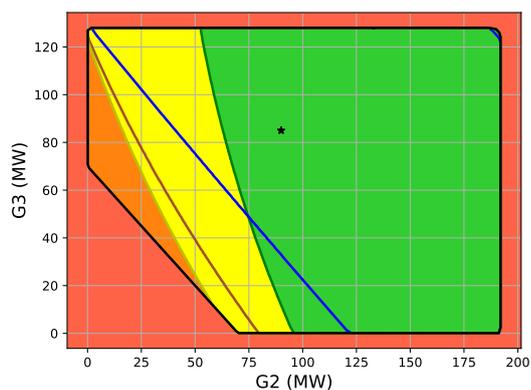
(e) 60 direções.



(f) 100 direções.



(g) 200 direções.



(h) 360 direções.

Tabela 8 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema tutorial 9 barras.

$N_D$	Processamento serial – $T(1)$ (s)	Processamento paralelo					
		$T(2)$ (s)	Red. $T(2)$	$T(1)/T(2)$	$T(4)$ (s)	Red. $T(4)$	$T(1)/T(4)$
4	10,95	6,91	36,89 %	1,58	5,02	54,14 %	2,18
8	23,41	16,67	28,80 %	1,40	11,44	51,12 %	2,05
20	56,08	39,74	29,13 %	1,41	28,23	49,66 %	1,99
40	114,47	77,29	32,48 %	1,48	55,33	51,66 %	2,07
60	164,33	109,58	33,32 %	1,50	80,53	50,99 %	2,04
100	279,27	194,09	30,50 %	1,44	136,13	51,26 %	2,05
200	549,14	370,82	32,47 %	1,48	289,64	47,26 %	1,90
360	1035,84	673,77	34,95 %	1,54	510,99	50,67 %	2,03

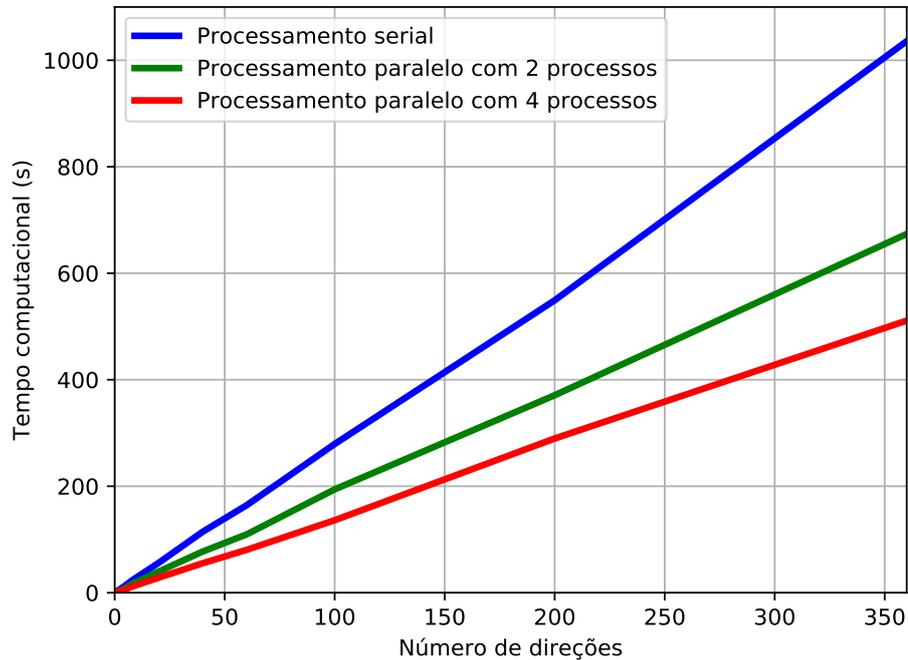
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Por outro lado, a partir de 20 direções, o nomograma  $G_2 \times G_3$  passa a sofrer poucas modificações conforme o número de direções é aumentado. Um número muito elevado de direções, apesar de mapear com bastante precisão os pontos de violação dos limites de segurança, faz com que o processo construtivo da RSE se torne muito custoso computacional, inviabilizando aplicações em tempo real. Esse fato fica evidente ao se comparar os nomogramas gerados com 200 e 360 direções, onde pode-se observar que as alterações são mínimas em comparação com a grande diferença no tempo de construção, mesmo quando é adotado o processamento paralelo. Logo, de forma a buscar um equilíbrio entre a qualidade gráfica dos nomogramas e o custo computacional, um número de direções próximo a 60 é bastante adequado para este sistema.

Dando destaque ao ganho de tempo computacional devido à aplicação do processamento paralelo, pode-se avaliar, através da Tabela 8, que a utilização de dois processos apresentou, em média, uma redução de 32,32% no tempo em relação ao processamento serial e fator de aceleração de 1,48, enquanto a utilização de quatro processos apresentou uma média de 50,84% de redução no tempo e fator de aceleração de 2,04. Esses resultados demonstram duas coisas: (i) que existe uma atenuação na redução do tempo computacional conforme o número de processos aumenta, como era de se esperar; e (ii) que a redução no tempo e o fator de aceleração se mantêm mais ou menos constante independente do número de direções adotado. Essas informações podem ser confirmadas ao se analisar o gráfico da Figura 40, que apresenta a variação do tempo computacional conforme o número de direções é aumentado. Esse gráfico foi gerado a partir dos dados da Tabela 8, e pode-se observar que, mesmo para um baixo número de direções, a taxa de variação do tempo em relação ao crescimento do número de direções é constante, porém, vale ressaltar, que para um alto número de processos ocorre a saturação.

Com base nas análises anteriores, definiu-se o número padrão de direções igual a 64. Optou-se por 64 direções ao invés de 60 pelo fato de as direções com ângulo de  $90^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $270^\circ$  e  $360^\circ$  estarem presentes, haja vista que esses ângulos são importantes por permitirem a

Figura 40 – Variação do tempo computacional na construção da RSE do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

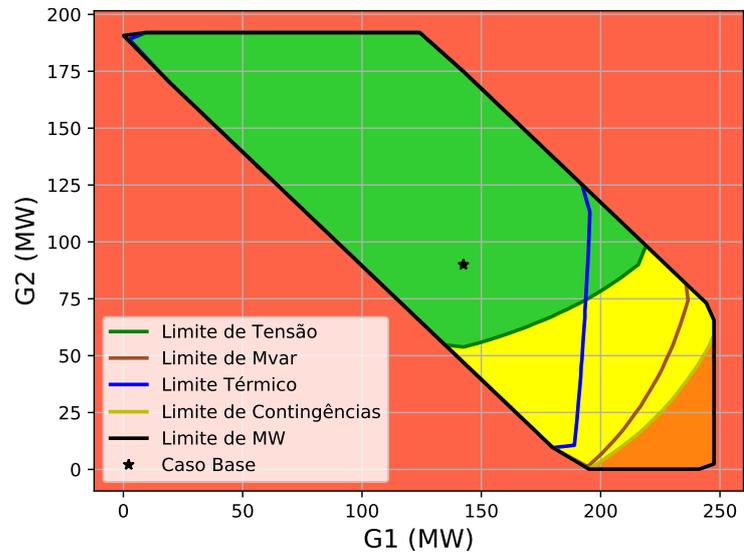
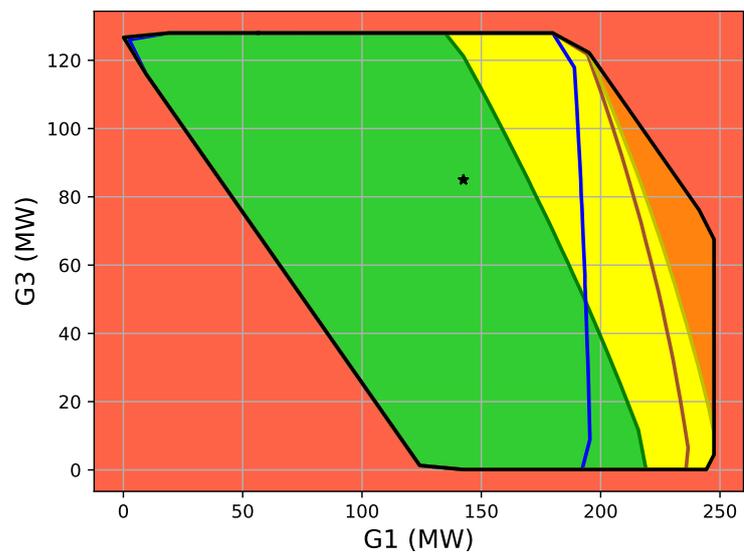
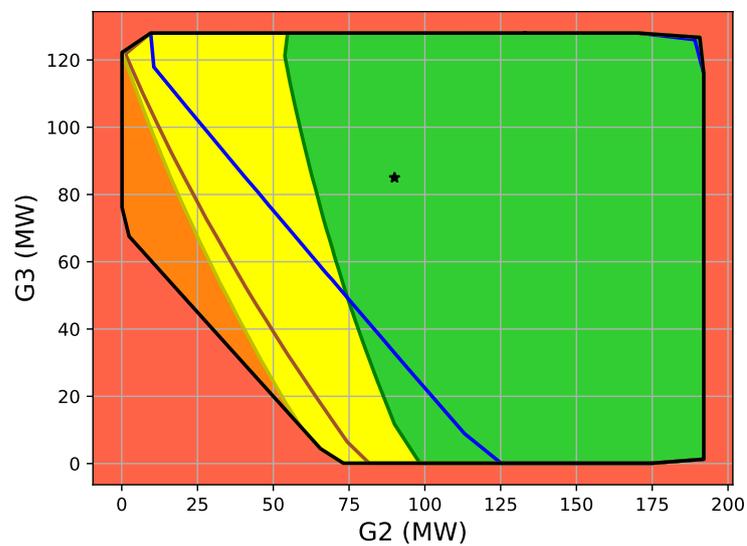
visualização de cenários em que os grupos  $G_2$  ou  $G_3$  têm suas gerações mantidas constantes. Definida a escolha do número padrão de direções, é possível que as devidas análises em relação a RSE do sistema 9 barras sejam realizadas.

As Figuras 41 e 42 apresentam, respectivamente, os três nomogramas da RSE do sistema tutorial 9 barras e a RSE em seu formato 3D. É interessante notar que, conforme destacado anteriormente, os nomogramas são justamente as projeções da RSE nos três planos formados pelos grupos de geração.

O próximo passo é analisar numericamente os pontos de violações de cada limite de segurança da RSE, com o objetivo de extrair o máximo de informações possíveis sobre a segurança do sistema. Com o auxílio dos relatórios de saída apresentados na Subseção A.3.2, que são gerados em conjunto com os nomogramas da RSE e contém informações detalhadas sobre cada um dos limites de segurança, foi possível construir as Tabelas 9 a 13.

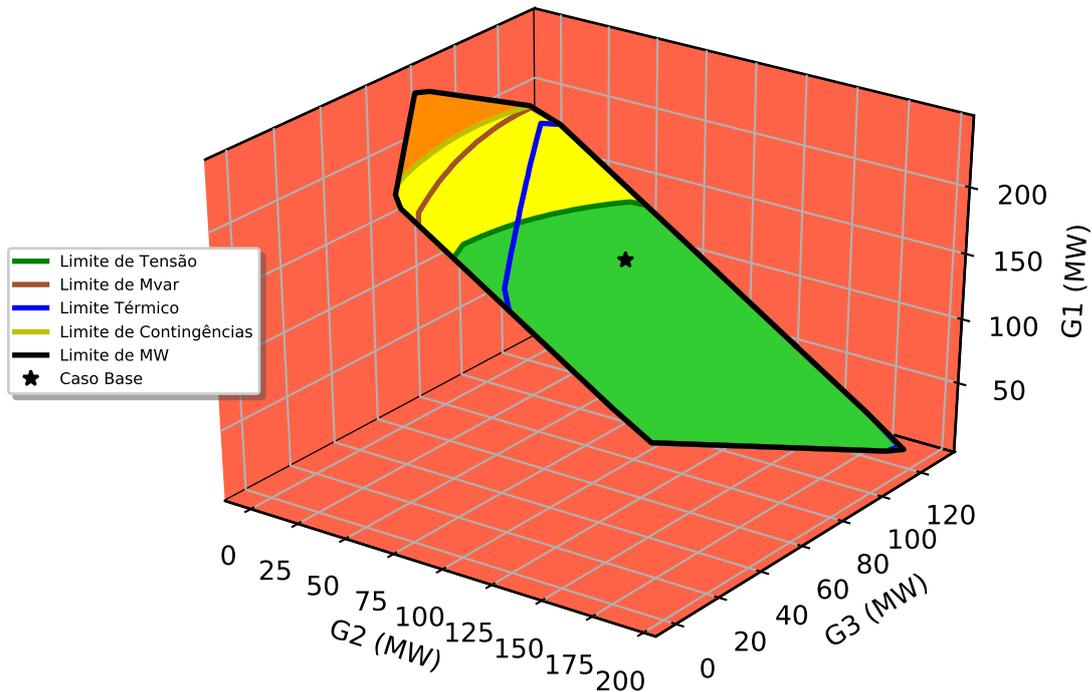
Apesar da utilização de 64 direções de transferência de geração para a construção da RSE, principalmente por conta qualidade gráfica apresentada, as Tabelas 9 a 13 apresentam apenas os resultados de oito direções para cada limite de segurança, pois assim a análise não se tornará exaustiva e ainda será possível analisar as principais características da RSE da Figura 41. Os ângulos das oito direções apresentadas nas tabelas são  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $225^\circ$ ,  $270^\circ$ ,  $315^\circ$  e  $360^\circ$  e, assim, os quatro quadrantes e os casos particulares serão analisados.

Figura 41 – RSE do sistema tutorial 9 barras.

(a) Nomograma  $G_1 \times G_2$ .(b) Nomograma  $G_1 \times G_3$ .(c) Nomograma  $G_2 \times G_3$ .

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 42 – RSE em 3D do sistema tutorial 9 barras.



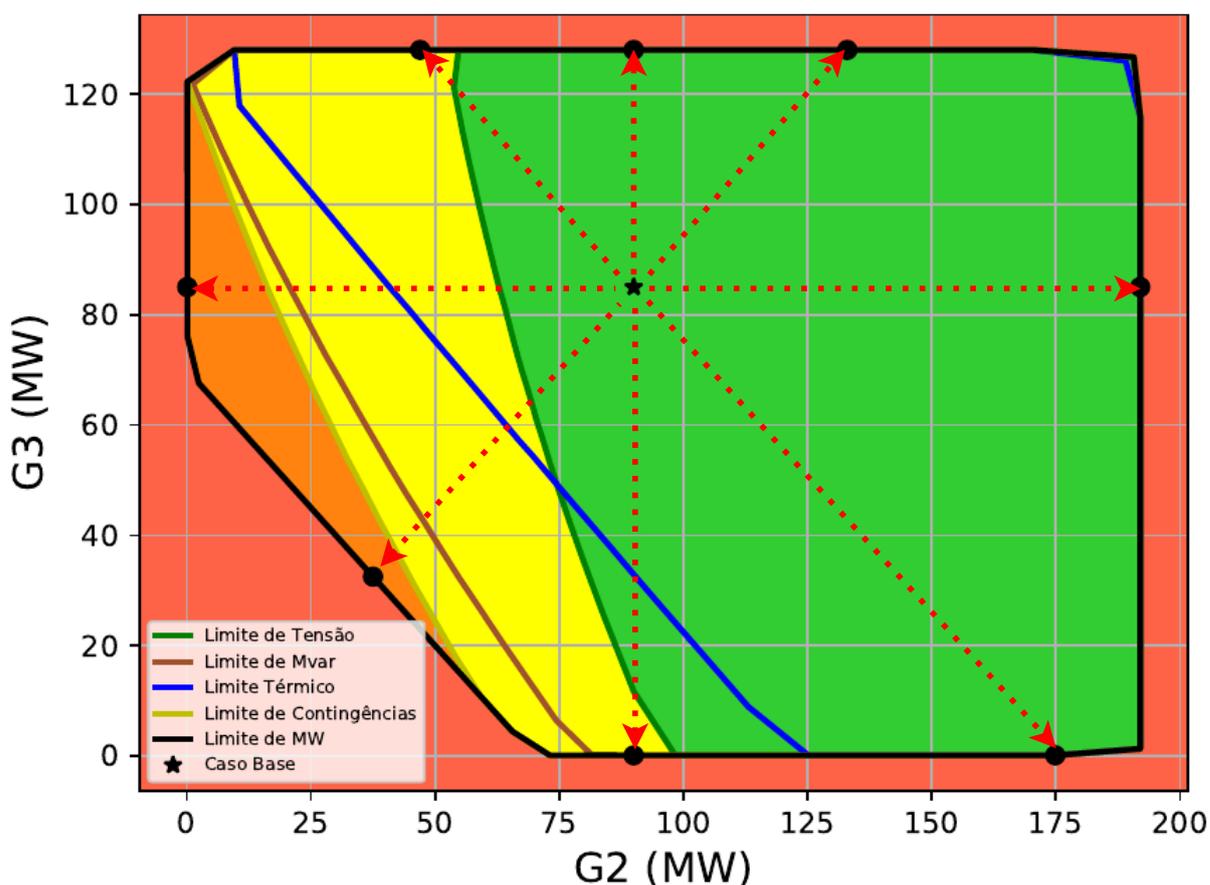
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 43 traz novamente o nomograma  $G_2 \times G_3$  da RSE do sistema 9 barras, porém agora com as direções referentes aos ângulos  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $225^\circ$ ,  $270^\circ$ ,  $315^\circ$  e  $360^\circ$ , indicadas em linha tracejada. Ressalta-se que por conta da escala dos eixos do nomograma, os ângulos das direções destacadas foram levemente distorcidos. Essa figura será utilizada como referência para auxiliar a análise dos resultados apresentados nas Tabelas 9 a 13.

A Tabela 9 contém uma avaliação do limite de MW para as oito direções citadas anteriormente. Nessa tabela pode-se observar, além dos números das direções e seus respectivos ângulos, a distância em MW do ponto do limite de MW ao ponto do caso base e o critério de parada para essa direção, indicando qual foi o motivo de identificação da máxima transferência de geração. Também são apresentadas as gerações de potência ativa dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$ , com seus respectivos limites máximos e mínimos, e também suas regiões e FPGs no processo de transferência de geração.

Primeiramente, pode-se observar através da Tabela 9 que dentre as oito direções mostradas, todas tiveram como critério de parada a geração de potência ativa de algum grupo que atingiu sua respectiva capacidade máxima ou mínima. Pode-se identificar tal grupo ao se realizar a comparação das gerações ( $P_G$ ) de cada grupo com seus respectivos limites. Por exemplo, para a direção 1, o grupo  $G_3$  atingiu sua capacidade máxima, enquanto na direção 25, o grupo  $G_2$  atingiu sua capacidade mínima. Vale destacar que, as capacidades máximas e mínimas de cada grupo de geração ( $P_{G,MAX}$  e  $P_{G,MIN}$ ) são

Figura 43 – Nomograma  $G_2 \times G_3$  do RSE do sistema tutorial 9 barras com direções de transferência de geração destacadas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

calculadas a partir da soma das capacidades de todas as unidades geradoras de cada grupo de geração.

Um terceiro critério de parada também pode ocorrer, que é justamente quando o fluxo de potência divergir ou não convergir no ponto de operação em questão, porém isso não ocorre para as condições de operação em que o sistema 9 barras está sujeito nessa RSE.

Através da Tabela 9 também é possível analisar, em cada direção de transferência de geração, se um grupo pertence a REXP, a RIMP ou ainda se ele não participa de nenhuma das duas regiões. Essa análise ainda pode ser complementada pelos FPGs, que indicam a participação de cada grupo. Por exemplo, na direção 1, os grupos  $G_2$  e  $G_3$  pertencem a REXP e tem suas gerações aumentadas na mesma proporção, pois seus FPGs são iguais a 0,500, enquanto o grupo  $G_1$  pertence a RIMP e é responsável por importar toda a geração da REXP, pelo fato de seu FPG ser igual a 1,000. Por outro lado, na direção 25, o grupo  $G_1$  pertence a RIMP e o grupo  $G_2$  a REXP, ao passo que o grupo  $G_3$

não participa do processo de transferência de geração e tem sua geração mantida constante durante todo o processo.

Tabela 9 – Avaliação do limite de MW do sistema tutorial 9 barras.

Dir.	Ângulo	Critério de parada	Distância do C.B. (MW)	$G_1 \setminus G_2 \setminus G_3$				
				$P_{G,MIN}$	$P_G$ (MW)	$P_{G,MAX}$	Região	FPG
1	45°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	105,33	0,00	56,50	247,50	RIMP	1,000
				0,00	133,00	192,00	REXP	0,500
				0,00	128,00	128,00	REXP	0,500
9	90°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	60,81	0,00	99,50	247,50	RIMP	1,000
				0,00	90,00	192,00	—	0,000
				0,00	128,00	128,00	REXP	1,000
17	135°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	60,81	0,00	142,50	247,50	—	0,000
				0,00	47,00	192,00	RIMP	1,000
				0,00	128,00	128,00	REXP	1,000
25	180°	Grupo atingiu $P_{G,MIN}$	127,14	0,00	232,40	247,50	REXP	1,000
				0,00	0,10	192,00	RIMP	1,000
				0,00	85,00	128,00	—	0,000
33	225°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	128,60	0,00	247,50	247,50	REXP	1,000
				0,00	37,50	192,00	RIMP	0,500
				0,00	32,50	128,00	RIMP	0,500
41	270°	Grupo atingiu $P_{G,MIN}$	120,06	0,00	227,39	247,50	REXP	1,000
				0,00	90,00	192,00	—	0,000
				0,00	0,11	128,00	RIMP	1,000
49	315°	Grupo atingiu $P_{G,MIN}$	120,06	0,00	142,50	247,50	—	0,000
				0,00	174,89	192,00	REXP	1,000
				0,00	0,11	128,00	RIMP	1,000
57	360°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	144,24	0,00	40,51	247,50	RIMP	1,000
				0,00	191,99	192,00	REXP	1,000
				0,00	85,00	128,00	—	0,000

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 10 apresenta a avaliação, para as oito direções citadas, do limite de contingências da RSE do sistema tutorial 9 barras. Observa-se que, assim como na Tabela 9, são indicados os números das direções, seus ângulos, as gerações de potência ativa de cada grupo no ponto de violação e também a distância desse ponto em relação ao ponto do caso base, em MW. Além disso, também são apresentadas as identificações de cada contingência da lista definida na Tabela 47 do Anexo A, e se ocorreu uma violação desse limite de segurança durante a aplicação de alguma dessas contingências.

É interessante notar que dentre as oito direções apresentadas, apenas as direções 25 e 33 sofreram violações do limite de contingência, enquanto todas as outras seis direções tiveram seus limites definidos nos pontos do limite de MW por ser impossível continuar a análise a partir desse ponto. Logo, as direções que possuem seus limites de segurança coincidentes com o limite de MW, neste caso, não possuem violação do limite de contingência.

Tabela 10 – Avaliação do limite de contingências do sistema tutorial 9 barras.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Distância do C.B. (MW)	Identificação da contingência	Violação?
1	45°	56,50	133,00	128,00	105,33	LT-4-5-1	Não
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
9	90°	99,50	90,00	128,00	60,81	LT-4-5-1	Não
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
17	135°	142,50	47,00	128,00	60,81	LT-4-5-1	Não
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
25	180°	216,35	16,15	85,00	104,44	LT-4-5-1	Sim
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
33	225	238,22	42,14	37,14	117,24	LT-4-5-1	Sim
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
41	270°	227,39	90,00	0,11	120,06	LT-4-5-1	Não
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
49	315°	142,50	174,89	0,11	120,06	LT-4-5-1	Não
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						
57	360°	40,51	191,99	85,00	144,24	LT-4-5-1	Não
						LT-4-6-1	Não
						LT-6-9-1	Não
						LT-7-5-1	Não
						LT-7-8-1	Não
LT-8-9-1	Não						

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Em contrapartida, as direções 25 e 33 sofreram violações quando foi feita a abertura da linha de transmissão 4-5, conforme destacado em vermelho na tabela. Portanto, nos pontos de operação indicados como limite das direções 25 e 33, o caso de fluxo de potência é divergente ou não convergente quando ocorre a abertura da linha de transmissão 4-5. Essa informação pode ser verificada graficamente ao se analisar o nomograma da Figura 43, onde as direções com ângulo  $180^\circ$  e  $225^\circ$  (que correspondem as direções 25 e 33, respectivamente) têm seus limites de contingência violados antes que o limite de MW seja atingido, enquanto todas as seis direções restantes têm seus limites de contingência coincidentes com o limite de MW.

As Tabelas 11 a 13 apresentam as avaliações dos limites de tensão, de Mvar e térmico, respectivamente. Nessas três tabelas, para cada uma das oito direções analisadas, também são apresentadas as gerações de potência ativa dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  nos pontos de violação, e as distâncias, em MW, entre os pontos de violação e o ponto do caso base. Ademais, são mostradas as identificações dos casos de contingências com seus respectivos números de elementos com violações, índices de severidade e a identificação dos elementos com violação. Os índices de severidade são calculados de acordo com o programa ANAREDE (ver Subseção A.2.4). Vale ressaltar, que além dos casos de contingências, também são apresentados os resultados para o caso base, uma vez que esses três limites de segurança também se aplicam a ele. Além disso, vale destacar que a monitoração dessas grandezas foi realizada considerando a tolerância de monitoração igual zero (constantes TLMT, TLMG e TLMF iguais a zero).

Em relação ao limite de tensão, pode-se observar que as direções 17, 25, 33 e 41 apresentam violações (com destaque em vermelho na Tabela 11), sendo interessante notar que em todas essas direções, as violações ocorreram na barra 5 durante a aplicação da contingência de abertura da linha de transmissão 4-5. Além disso, os índices de severidade para todos casos são muito pequenos, onde apenas a direção 25 apresentou um índice maior do que  $1 \times 10^{-5}$ , indicando que as violações do limite máximo ou mínimo de tensão, nesses casos, tiveram valores bem pequenos. Os pontos de violação dessas quatro direções com violações podem ser confirmados através de uma análise gráfica do nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 43. Por outro lado, as direções restantes, assim como no limite de contingências, possuem pontos coincidentes com o limite de MW e não apresentam violação de tensão para o caso base ou algum caso de contingência.

Já o limite de Mvar, como pode-se observar no nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 43, é menos restritivo que o limite de tensão e só possui violações em duas direções das oito direções analisadas, sendo que em todas as outras seus pontos são coincidentes com o limite de MW. Na Tabela 12, as violações estão destacadas em vermelho e ocorrem para as direções 25 e 33. Em ambas direções, as violações ocorrem durante a contingência de abertura da linha de transmissão 4-5 e o limite de de geração de potência reativa da barra 3 é atingido. Assim como ocorreu no caso do limite de tensão, essas violações apresentam

índices de severidade bem pequenos.

Em relação ao limite térmico, é possível afirmar, através da análise da Tabela 13, que três dentre as oito direções analisadas apresentaram violações nas capacidades térmicas dos circuitos do sistema. Apenas a linha de transmissão 4-6 apresentou violações quando ocorre a contingência da abertura da linha transmissão 4-5, conforme destacado em vermelho na tabela. Além disso, os índices de severidade ainda são pequenos, apesar de serem valores maiores do que os apresentados para os limites de tensão e Mvar.

Um fato interessante, que ressalta a importância de se adotar um número de direções razoável durante a construção de uma RSE, é a violação do limite térmico que ocorre entre os ângulos  $0^\circ$  e  $45^\circ$  no nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 43. Observa-se que essa violação é muito próxima do limite de MW, e por terem sido analisadas apenas 8 das 64 direções da RSE construída, essa violação não teve seus resultados analisados. Essa informação é importante, pois no caso de uma RSE ser construída com poucas direções, pode ser que pontos de violações de algum limite de segurança não sejam identificados, limitando a observabilidade proporcionada pelos nomogramas da RSE.

A partir das análises individuais dos limite de segurança, é possível chegar a algumas conclusões sobre a segurança estática do sistema. Primeiramente, verificou-se que para as condições de operação adotadas para o sistema 9 barras, a maioria das violações ocorrem nos quadrantes 2 e 3 do nomograma  $G_2 \times G_3$ , indicando que redução da geração do grupo  $G_2$  tem relação com as violações de segurança do sistema. Além disso, a contingência de abertura da linha de transmissão 4-5 se mostrou como uma das principais causas da violação dos limites de tensão, de Mvar e térmico, assim como a violação do próprio limite de contingências. Durante essa contingência, a barra 5 se mostrou como uma barra que apresenta problemas em relação ao módulo da tensão, enquanto o gerador da barra 3, foi o único a atingir seu limite de geração de potência reativa. Já em relação a capacidade térmica dos circuitos, observou-se que a linha de transmissão 4-6 foi a única a apresentar violações durante a contingência da linha 4-5, o que faz bastante sentido já que esse seria o único caminho para o fluxo de potência que em condições normais de operação passaria pela linha 4-5.

Vale salientar que podem ocorrer situações em que violações dos limites de contingência, de tensão, de Mvar e térmico ocorram em mais do que um caso (caso base ou contingências) em um mesmo ponto de operação. Ou seja, a aplicação de duas contingências distintas em um mesmo ponto de operação pode acarretar em violações simultâneas de algum desses limites de segurança. Um exemplo seria a violação do limite de tensão de barras diferentes quando ocorre a aplicação de contingências distintas. Para o sistema 9 barras, dentre as direções analisadas, não houve nenhum caso como este para os limites de segurança. Contudo, é importante se atentar que esse tipo de situação pode ocorrer em outros sistemas ou mesmo em condições de operação diferentes das analisadas.

Tabela 11 – Avaliação do limite de tensão do sistema tutorial 9 barras.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Barras com viol.
1	45°	56,50	133,00	128,00	105,33	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
9	90°	99,50	90,00	128,00	60,81	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
17	135°	142,50	53,80	121,20	51,19	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	0,00000	5
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
25	180°	169,62	62,87	85,00	38,36	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	0,00002	5
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
33	225°	183,80	69,35	64,35	50,58	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	0,00000	5
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
41	270°	215,80	90,00	11,70	103,66	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	0,00000	5
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
49	315°	142,50	174,89	0,11	120,06	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
57	360°	40,51	191,99	85,00	144,24	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 12 – Avaliação do limite de Mvar do sistema tutorial 9 barras.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Geradores com viol.
1	45°	56,50	133,00	128,00	105,33	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
9	90°	99,50	90,00	128,00	60,81	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
17	135°	142,50	47,00	128,00	60,81	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	-	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
25	180°	211,80	20,70	85,00	98,00	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	0,00006	3
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
33	225°	227,20	47,65	42,65	103,74	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	0,00000	3
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
41	270°	227,39	90,00	0,11	120,06	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
49	315°	142,50	174,89	0,11	120,06	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
57	360°	40,51	191,99	85,00	144,24	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 13 – Avaliação do limite térmico do sistema tutorial 9 barras.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Circuitos com viol.
1	45°	56,50	133,00	128,00	105,33	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
9	90°	99,50	90,00	128,00	60,81	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
17	135°	142,50	47,00	128,00	60,81	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	-	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
25	180°	191,67	40,82	85,00	69,54	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	1,002	4-6-1
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
33	225°	193,25	64,62	59,62	62,16	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	1,002	4-6-1
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
41	270°	194,60	90,00	32,90	73,68	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	1	1,001	4-6-1
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
49	315°	142,50	174,89	0,11	120,06	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-
57	360°	40,51	191,99	85,00	144,24	Caso base	0	-	-
						LT-4-5-1	0	-	-
						LT-4-6-1	0	-	-
						LT-6-9-1	0	-	-
						LT-7-5-1	0	-	-
						LT-7-8-1	0	-	-
						LT-8-9-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 8.2.2.2 *Região de segurança estática com monitoração de perdas*

A metodologia para monitoração de perdas apresentada no Capítulo 4 depende do número de direções e passo de transferência de geração adequados para que se garanta uma qualidade gráfica satisfatória para o mapa de calor para perdas. Com essa premissa, o primeiro estudo realizado é uma avaliação do passo de transferência de geração em conjunto com a aplicação de uma metodologia de interpolação para tornar o processo mais eficiente. Em seguida, após ser definido o passo mais adequado, é realizado um estudo comparativo para se verificar o efeito do aumento gradativo do número de direções. Para tornar o estudo mais objetivo, apenas o nomograma  $G_2 \times G_3$  é apresentado. O código e opções de execução utilizados em todas as simulações foram os seguintes: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT MOCL HMAP.

A utilização de técnicas de interpolação entre os pontos do mapa de calor para perdas é uma alternativa para melhorar sua qualidade sem que o custo computacional seja aumentado. Com esse intuito, foi desenvolvida uma rotina capaz de aplicar uma interpolação simples entre os pontos de uma mesma direção. Verificou-se que realizar a interpolação duas vezes consecutivas garante um melhor resultado. Destaca-se que não foi implementada uma técnica para interpolar pontos de direções diferentes e, portanto, um número de direções elevado ainda se faz necessário.

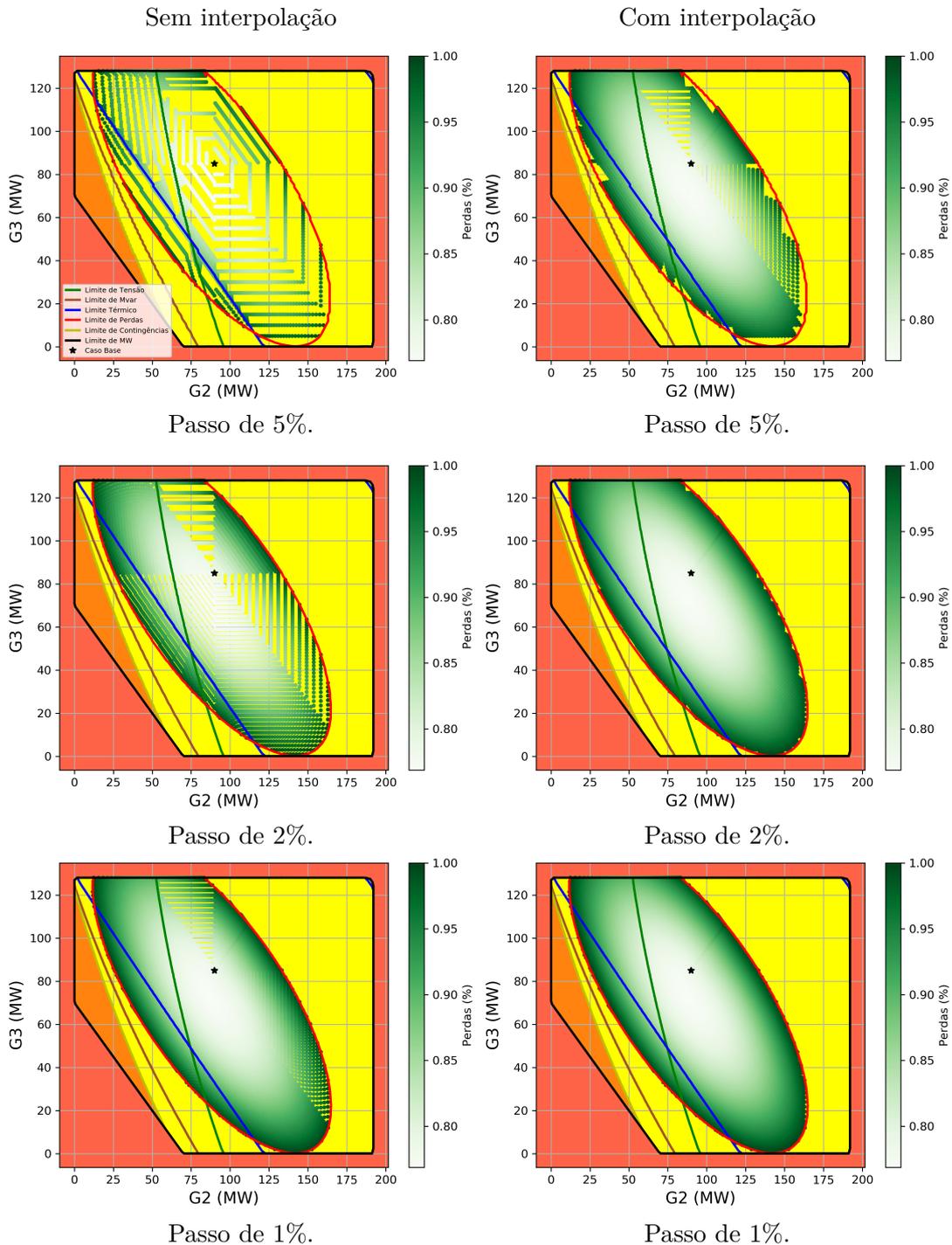
A Figura 44 apresenta uma comparação dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  da RSE do sistema 9 barras para um número de direções igual a 360 e com diferentes valores de passo de transferência de geração. Os nomogramas da coluna esquerda não tiveram seus resultados tratados pela rotina de interpolação, enquanto os nomogramas da direita passaram por tal tratamento.

Claramente observa-se que a redução do passo de transferência de geração faz com que o espaçamento entre os pontos do mapa de calor seja reduzido, e como consequência a qualidade gráfica é aumentada. Em contrapartida, não realizar a interpolação dos resultados faz com diversas inconsistências ainda sejam apresentadas no mapa de calor. Destaca-se que a diferença entre o espaçamento dos pontos do mapa de calor dependendo da direção, se deve ao fato de que o percentual do passo de transferência de geração é aplicado a geração da RIMP do caso base, que se altera de acordo com a direção.

A utilização do passo de 5% sem a interpolação mostra que, mesmo adotando 360 direções, a qualidade é muito baixa. Apenas com a aplicação da interpolação, sem se alterar o valor do passo, verifica-se um aumento bastante significativo na definição do mapa de calor para perdas.

Ao se reduzir o passo para 2% e não se aplicar a interpolação observa-se que o mapa de calor ainda não tem uma qualidade aceitável, apesar de uma melhora considerável. Já o resultado obtido com passo de 2% e aplicação da interpolação é satisfatório, apresentado apenas algumas regiões não preenchidas na proximidade do limite de perdas. Finalmente,

Figura 44 – Avaliação da influência do passo de transferência de geração na qualidade gráfica da monitoração de perdas da RSE do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

com o passo de 1% foi obtido o melhor resultado possível, porém quando a interpolação não é aplicada ainda aparecem inconsistências.

Mesmo com os resultados do passo de transferência de geração de 2% sendo aceitáveis, adotou-se o passo de transferência de geração de 1% como padrão para a

monitoração de perdas e o processo de interpolação sempre é aplicado para a obtenção dos melhores resultados gráficos possíveis.

A Figura 45 apresenta uma comparação dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  da RSE do sistema tutorial 9 barras com monitoração de perdas para diversos números de direções de transferência de geração. O passo de transferência de geração e o valor percentual de perdas adotados foram ambos iguais a 1%, e além disso, foi realizado o tratamento de interpolação dos resultados do mapa de calor.

É possível notar que o nomograma com 60 direções já apresenta uma boa definição dos limites de segurança, porém o mapa de calor para perdas ainda possui muitas inconsistências, principalmente nas regiões mais distantes de ponto de operação do caso base. Já para um número de direções superior a 100, percebe-se que o mapa de calor para perdas preenche cada vez mais a região envolta pelo limite de perdas, sendo que o nomograma com 200 direções apresenta um mapa de calor quase perfeito.

Apenas com um número de direções igual a 360 foi possível alcançar a qualidade adequada para o mapa de calor, pois as direções de transferência são definidas com intervalos de apenas um grau entre si. Em contrapartida, um número de direções tão elevado faz com que o tempo computacional gasto durante o processo de construção da RSE seja muito elevado, apesar de que a utilização de processamento paralelo possa fazer com que esse tempo seja diminuído consideravelmente.

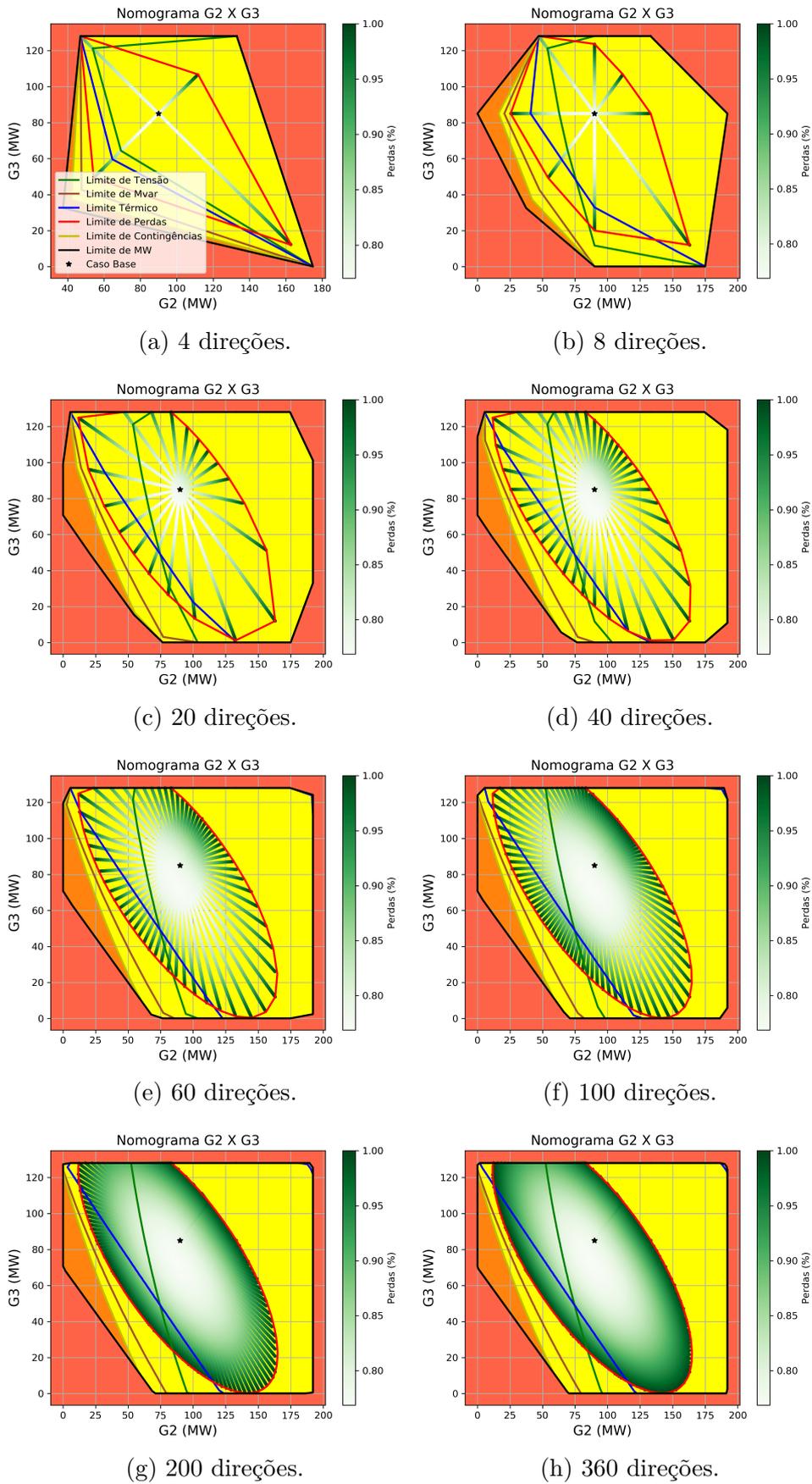
A Tabela 14 contém uma comparação do tempo computacional gasto durante o processo de construção das RSEs associadas aos nomogramas da Figura 45. Os resultados foram obtidos com utilização do processamento serial e são comparados com os resultados da Tabela 8 para a RSE sem monitoração de perdas. Os valores de tempo apresentados nesta tabela foram obtidos pela média simples de três amostras.

Tabela 14 – Tempo de construção da RSE com monitoração de perdas do sistema tutorial 9 barras.

$N_D$	Tempo de construção da RSE (s)	
	RSE com monitoração de perdas	RSE convencional
4	11,72	10,95
8	25,15	23,41
20	60,22	56,08
40	121,48	114,47
60	180,85	164,33
100	297,81	279,27
200	593,57	549,14
360	1075,30	1035,84

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 45 – Influência de  $N_D$  na monitoração de perdas do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Pode-se notar que a inclusão da monitoração de perdas, independente do número de direções, tem um baixo impacto no tempo de construção da RSE em relação ao método convencional apresentado na subseção anterior. Entretanto, o fato de ser necessário que um número elevado de direções seja adotado para garantir a qualidade gráfica do mapa de calor, faz com que o tempo de construção adequado desta ferramenta seja elevado.

A Figura 46 apresenta os três nomogramas da RSE do sistema 9 barras, construída com os parâmetros definidos para a obtenção da melhor qualidade gráfica possível. É importante salientar que a monitoração de perdas só é realizada para o caso base, ou seja, não são monitoradas as perdas em situações de contingência.

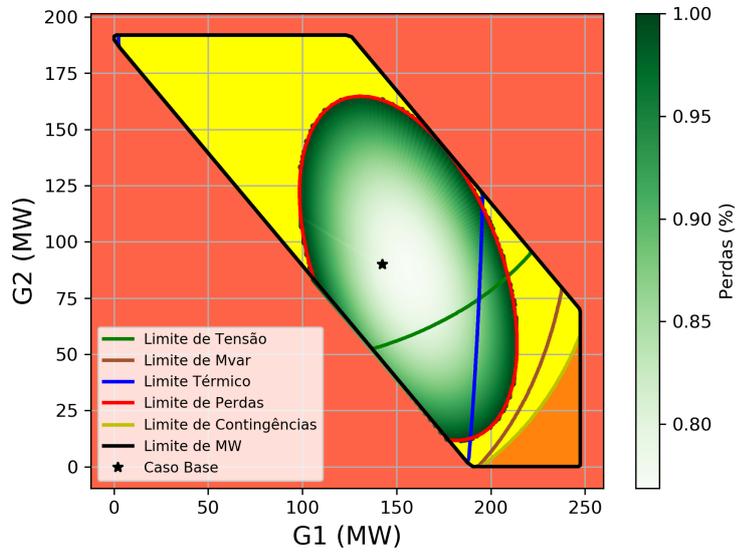
Nos três nomogramas é possível perceber que o limite de tensão e o limite térmico podem ser violados na região envolvida pelo limite de perdas. Isso indica que mesmo em pontos de operação com um baixo percentual de perdas, é possível que limites de segurança sejam violados. Contudo, também é possível que o sistema opere em uma região que não viole nenhum desses limites e ao mesmo tempo esteja em um nível de perdas reduzido.

Outra informação importante que pode ser extraída do mapa de calor para perdas é que existem direções que apresentam maiores variações de perdas do que outras ao se modificar o perfil de geração do ponto de operação do caso base. Por exemplo, no nomograma  $G_2 \times G_3$ , reduzir a geração do grupo  $G_3$  (que é igual a 85 MW no caso base) mantendo a geração do grupo  $G_2$  constante, tende a fazer com que as perdas no sistema sejam reduzidas para o menor valor possível (cerca de 0,75%), ao passo que as perdas voltam a aumentar quando a geração desse grupo se aproxima de 40 MW. Por outro lado, reduzir a geração do grupo  $G_2$  (que é igual a 90 MW no caso base) e manter a geração do grupo  $G_3$  constante, faz com que as perdas do sistema se mantenham baixas até uma geração de cerca de 75 MW, o que equivale a um intervalo bem menor em comparação ao exemplo anterior.

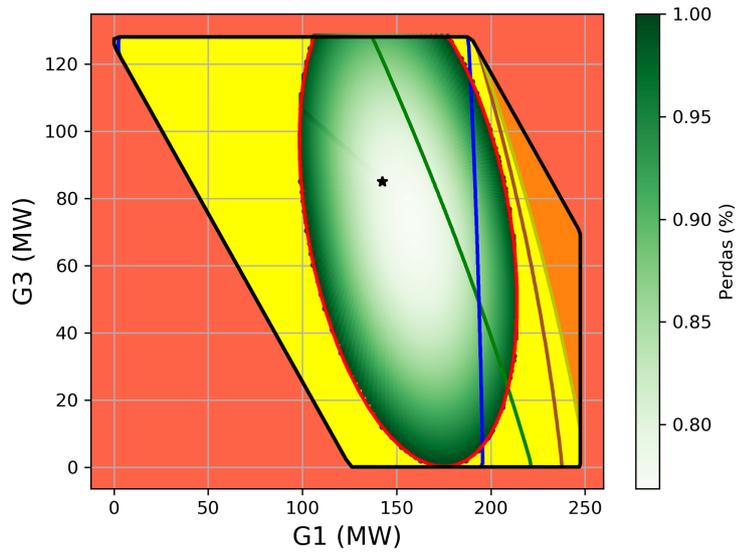
Uma última observação para o sistema 9 barras é o fato de que conforme o sistema se aproxima de um perfil de geração próximo ao limite de transferência de geração entre regiões (limite de MW), o valor das perdas do sistema tendem a aumentar consideravelmente.

Em relação a escolha do limite percentual de perdas igual a 1%, justifica-se esse valor pelo mesmo proporcionar uma boa visualização do mapa de calor para perdas na RSE do sistema 9 barras. Contudo, é importante que esse limite percentual seja escolhido adequadamente a fim de permitir que valores aceitáveis de perdas, de acordo com cada sistema, possam ser vistos através dos nomogramas. A utilização de valores muito elevados para o limite percentual em relação as perdas do caso base fará com que a observabilidade seja limitada, uma vez que a variação dos tons de verde não será perceptível para valores muito próximos. Mais adiante, no estudo realizado para o sistema teste *New England* é realizada uma análise com diferentes limites percentuais.

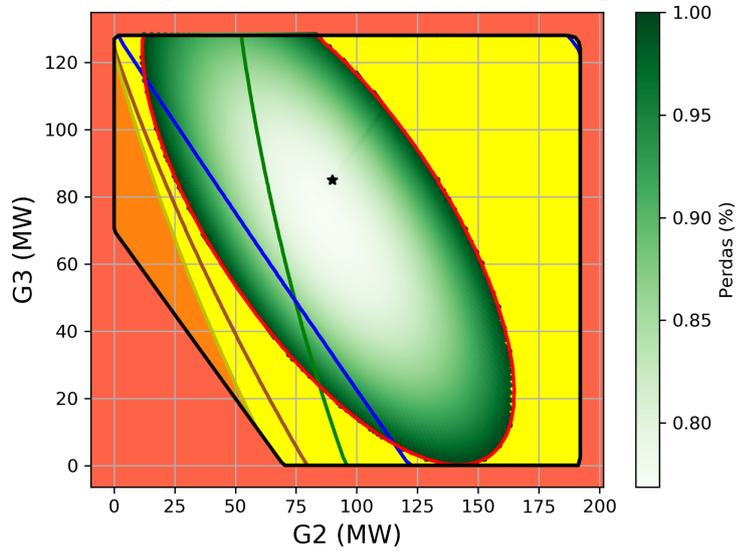
Figura 46 – RSE com monitoração de perdas do sistema tutorial 9 barras.



(a) Nomograma  $G_1 \times G_2$ .



(b) Nomograma  $G_1 \times G_3$ .



(c) Nomograma  $G_2 \times G_3$ .

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 8.2.2.3 Região de segurança estática adaptativa

Nesta subseção é analisado o método adaptativo para construção de RSEs do sistema tutorial 9 barras e é realizada uma comparação com os resultados obtidos pelo método convencional. O ponto de operação do Anexo A é alterado com a aplicação de curvas de carga e geração a fim de se obter pontos com condições de operação levemente distintas e, conseqüentemente, RSEs distintas. A funcionalidade para aplicação de curvas de carga e geração apresentada na Seção A.4 do Apêndice A foi utilizada para obtenção dos resultados. O código e opções de execução adotados para construção da RSE convencional foram: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT EXCV, e para a RSE adaptativa: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT FLRS EXCV CRSE, onde pode-se notar a inclusão da opção de controle de execução “CRSE”.

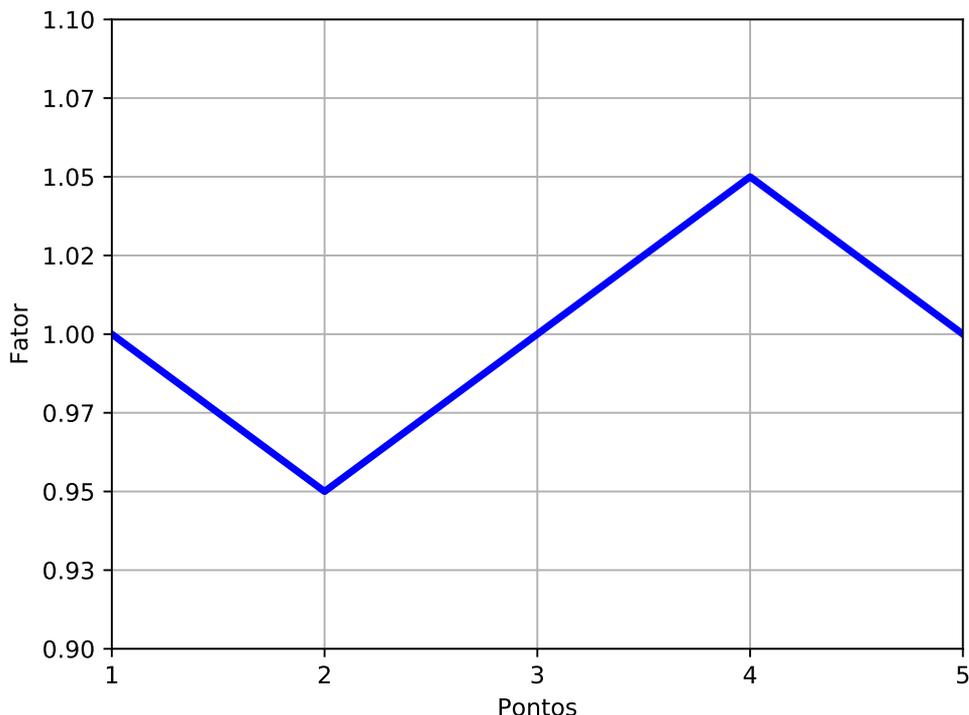
As comparações apresentadas nesta subseção tem dois objetivos: (i) demonstrar que os resultados obtidos pelo método adaptativo estão corretos; e (ii) demonstrar o ganho computacional do método adaptativo em relação ao método convencional, inclusive realizando comparações com a adoção de processamento paralelo. Para tornar a exibição dos resultados mais objetiva, as comparações iniciais entre as RSEs de pontos de operação distintos são feitas apenas entre seus respectivos nomogramas  $G_2 \times G_3$ , porém mais adiante são comparados os três nomogramas de RSEs de pontos de operação distintos.

Para tornar a análise simplificada, optou-se pela utilização de curvas de carga e geração idênticas, de acordo com a Figura 47. Os fatores de cada ponto desta curva são utilizados para multiplicar todas as cargas ativa e reativa do sistema, bem como as gerações de potência ativa. As gerações de potência reativa são calculadas automaticamente pela solução do problema de fluxo de potência, respeitando os limites de cada gerador. Essa curva indica que no ponto de operação 1 o sistema está operando com 100% da geração e carga apresentadas no Anexo A. Já no ponto 2 o sistema sofre uma redução das injeções de potência para 95% do valor original e no ponto 3 as injeções voltam para os valores do ponto 1, e assim sucessivamente. Com esse tipo de variação das injeções de potência, é possível realizar a modificação do estado de operação do sistema 9 barras e demonstrar que mesmo após as alterações, as RSEs podem assumir as características de pontos de operação anteriores.

A primeira parte deste estudo é a avaliação da influência do número de direções na RSE adaptativa em comparação com a RSE convencional. Para tal, é realizada uma comparação dos nomogramas  $G_2 \times G_3$ , onde o ponto de operação tomado como base foi o ponto 2 da curva da Figura 47, ou seja, todas as barras tiveram sua geração e carga reduzidas em 5%.

A Figura 48 traz a comparação dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  construídos com diferentes números de direções de transferência de geração. Pode-se notar que as figuras da coluna da esquerda se referem aos nomogramas obtidos pelo método convencional, onde essas

Figura 47 – Curva de carga e geração.



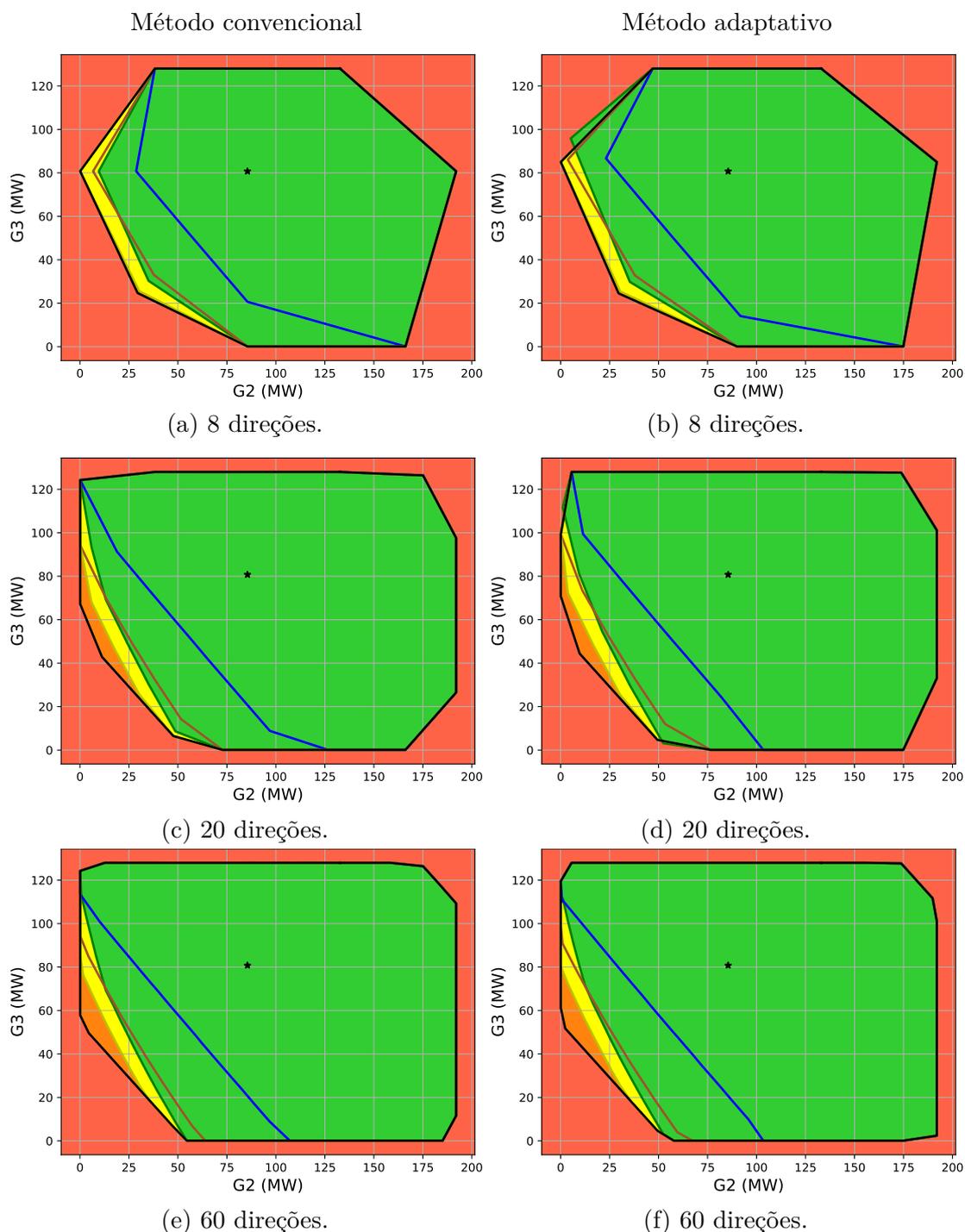
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

RSEs foram construídas diretamente do ponto de operação 2 da curva da Figura 47. Já os nomogramas da direita se referem ao método adaptativo, onde a RSE do ponto de operação 1 foi adaptada para o ponto 2.

Através da comparação dos nomogramas da Figura 48 pode-se perceber que quanto maior o número de direções, mais parecidos os nomogramas obtidos pelos dois métodos se tornam. O nomograma construído com 8 direções pelo método adaptativo (Figura 48b) possui uma série de diferenças em relação ao nomograma construído pelo método convencional (Figura 48a), onde se destaca que os limites de segurança de uma mesma direção nem sempre possuem os mesmos ângulos e também que alguns desses limites chegam a “extrapolar” o limite de MW. Isso não ocorre por conta de um erro, mas sim pelo baixo número de direções utilizados e também porque os limites de segurança são adaptados individualmente. É fácil notar que tais problemas são mitigados ao se comparar os nomogramas de 8 direções com os de 20 e 60 direções.

O fato da extrapolação do limite de MW demanda um pouco de atenção. Esse resultado não está incorreto, o problema é que por conta do baixo número de direções, o limite de MW não foi analisado para o ângulo da direção em que o limite de tensão ultrapassou o limite de MW (no caso da Figura 48). Na verdade, o limite que é “ultrapassado” é apenas a ligação entre os dois pontos do limite de MW adjacentes ao limite de tensão. Se o limite de MW tivesse sido avaliado para a direção com o mesmo ângulo do ponto em

Figura 48 – Comparação entre o método convencional e o método adaptativo para construção de RSEs do sistema tutorial 9 barras.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

que limite de tensão foi violado, certamente ele seria encontrado neste mesmo ponto ou após o limite de tensão.

A comparação entre os nomogramas gerados com 60 direções demonstra que as diferenças se tornam mínimas e já é possível considerar que os dois resultados são

praticamente iguais. Com essa justificativa e considerando o que já foi discutido a respeito do número de direções, para os estudos envolvendo a RSE adaptativa são adotadas 64 direções como padrão.

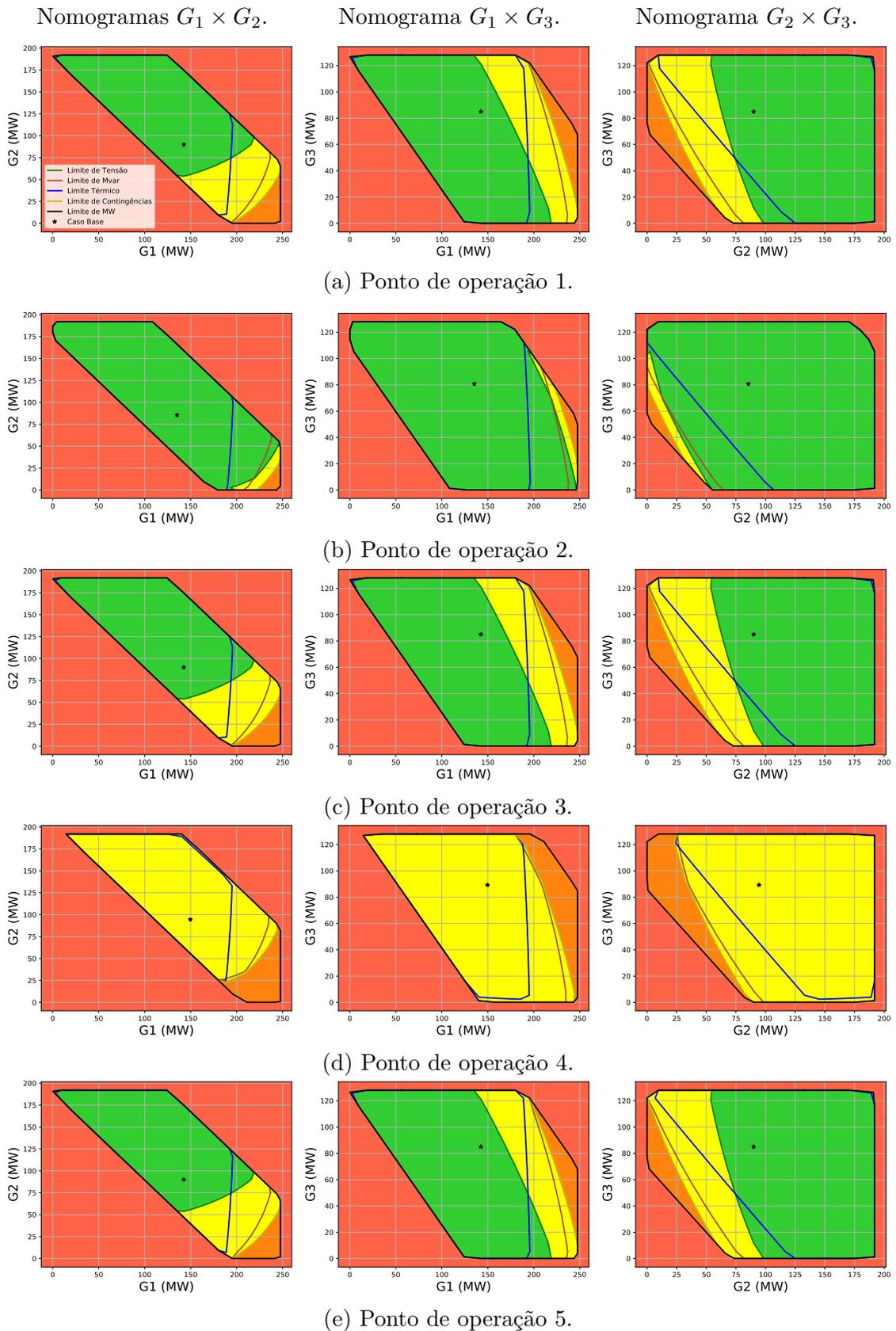
A Figura 49 apresenta os nomogramas da RSE do sistema 9 barras para cada um dos cinco pontos da curva da Figura 47. Tais nomogramas foram gerados com 64 direções, passo de transferência de geração de 1% e fator de redução de passo igual a 10. A opção de controle de execução FLRS foi utilizada para garantir que as demarcações dos eixos referentes as gerações de potência ativas dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  não fossem alteradas e, assim, as comparações entre nomogramas de pontos de operação diferentes se tornasse mais simples.

O ponto de operação 1 teve sua RSE gerada pelo método convencional, enquanto para os pontos de operação restantes foi utilizado o método adaptativo considerando as informações do ponto imediatamente anterior a cada um deles. Ou seja, para adaptação da RSE do ponto 2, foram utilizados os dados da RSE do ponto 1. Já para a RSE do ponto 3, utilizou-se os dados do ponto 2, e assim sucessivamente.

O foco da análise será nos nomogramas  $G_2 \times G_3$ , onde é possível perceber com mais clareza as alterações da RSE a cada ponto de operação. Comparando o nomograma  $G_2 \times G_3$  do ponto de operação 1 (Figura 49a) com o do ponto 2 (Figura 49b) pode-se perceber que com a redução da carga e geração em 5%, a área delimitada pelo limite de MW é levemente aumentada no terceiro quadrante. Além disso, observa-se que os demais limites de segurança também são afetados pela alteração das injeções de potência no sistema, em especial o limite de tensão, que teve um grande aumento na sua margem de segurança no segundo e terceiro quadrantes. Os efeitos observados no nomograma  $G_2 \times G_3$  se estendem aos outros dois nomogramas do ponto 2.

Os nomogramas do ponto de operação 3 (Figura 49c) foram adaptados a partir do ponto de operação 2, onde pode-se notar que o sistema retornou para as mesmas condições de operação do ponto 1, e conseqüentemente sua RSE é a mesma. Por outro lado, o ponto de operação 4 teve um aumento de 5% na geração e carga do sistema, tendo um impacto direto nos limites de segurança de sua RSE. Nota-se que o limite de MW do nomograma  $G_2 \times G_3$  do ponto 4 (Figura 49d) sofreu uma redução de sua margem de segurança no terceiro quadrante em relação ao ponto de operação 3. Os demais limites de segurança também sofreram reduções em suas margens em relação ao ponto de operação inicial, onde se destaca o limite térmico. Já o limite de tensão acaba sendo violado no próprio caso base e por esse motivo a região preenchida em verde não aparece. Por fim, ao migrar do ponto de operação 4 para o 5 (Figura 49e), a RSE do sistema volta a ser igual a do ponto de operação 1, pois as condições de operação voltaram a ser as mesmas.

Figura 49 – Variação dos nomogramas da RSE do sistema tutorial 9 devido a aplicação das curvas de carga e geração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 15 apresenta uma comparação dos tempos de construção das RSEs dos cinco pontos de operação da Figura 49, construídas pelo método adaptativo (salvo o ponto de operação 1), com o tempo de construção dessas mesmas RSEs pelo método convencional. Os parâmetros de construção utilizados durante a medição do tempo são os mesmos citados para a Figura 49. São apresentados resultados do tempo computacional gasto adotando o processamento serial e paralelo (2 e 4 processos), onde cada resultado foi obtido pela média simples de três medições do tempo. Além disso, também é apresentada a redução percentual dos tempos obtidos pelo método adaptativo em relação ao método convencional. Esses resultados podem ser vistos graficamente através da Figura 50.

Tabela 15 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema tutorial 9 barras pelo método convencional e pelo método adaptativo.

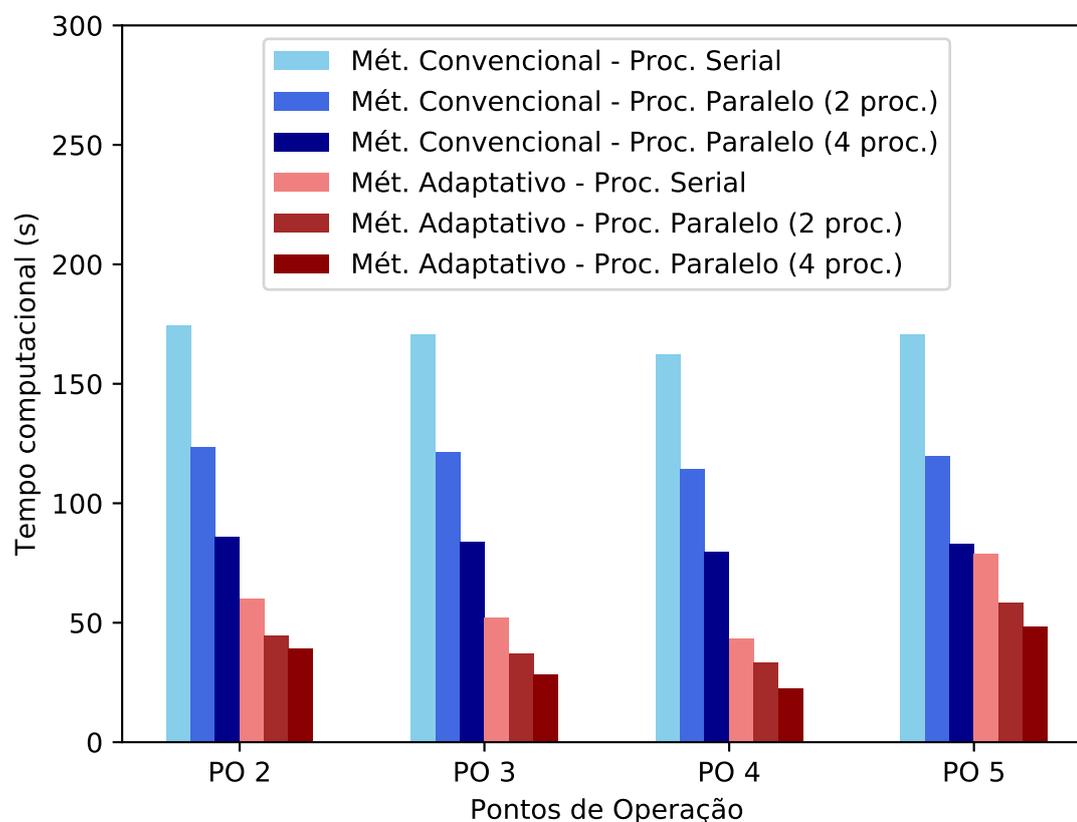
Método	Tipo de Processamento	Tempo de construção (s)				
		PO 1	PO 2	PO 3	PO 4	PO 5
Adaptativo	Serial	–	59,79	52,10	43,43	78,58
	Paralelo com 2 processos	–	44,46	37,08	33,11	58,21
	Paralelo com 4 processos	–	39,06	28,00	22,49	48,12
Convencional	Serial	169,94	174,24	170,53	162,04	170,46
	Paralelo com 2 processos	118,36	123,18	121,28	114,14	119,50
	Paralelo com 4 processos	83,07	85,80	83,92	79,75	83,09
<b>Redução percentual no tempo de construção da RSE</b>						
	Serial	–	65,69%	69,45%	73,20%	53,90%
	Paralelo com 2 processos	–	63,91%	69,43%	70,99%	51,29%
	Paralelo com 4 processos	–	54,47%	66,64%	71,80%	42,09%

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Analisando primeiramente o método convencional, percebe-se que em geral os tempos de construção são bem próximos, independente do tipo de processamento utilizado. Os pontos 1, 3 e 5 são exatamente os mesmos, e por isso, tem seus tempos de construção com diferenças mínimas. Já o ponto de operação 2, que possui uma maior margem para o limite de MW em direções do terceiro quadrante em relação ponto de operação inicial, teve o maior tempo de construção. O ponto de operação 4, que ao contrário do ponto 2, possui uma menor margem para o limite de MW no terceiro quadrante, teve seu tempo de construção reduzido. Além disso, o ponto 4 ainda teve seu limite de tensão violado no próprio caso base do ponto de operação inicial, não sendo necessário monitorar os módulos das tensões durante o processo de construção, contribuindo para uma redução no esforço computacional.

Por outro lado, o método adaptativo apresenta tempos computacionais bem distintos para a construção das RSEs dos pontos de operação 2, 3, 4 e 5. Era de se esperar que

Figura 50 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema tutorial 9 barras pelo método convencional e pelo método adaptativo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

isso ocorresse, uma vez que o esforço computacional para adaptar a RSE está associado a RSE do ponto de operação imediatamente anterior. Logo, algumas observações precisam ser feitas para compreender os motivos que levaram a essas diferenças. As RSEs dos pontos 3 e 5, apesar de serem iguais, tiveram um tempo de construção bem diferentes no processamento serial e paralelo. Isso ocorreu porque a RSE do ponto 2 foi adaptada a partir da RSE do ponto 1, enquanto a RSE do ponto 5 foi adaptada a partir da RSE do ponto 4, que sabe-se que tem o limite de tensão violado no caso base do ponto de operação inicial, e portanto, isso acabou impactando no tempo total, que foi o maior dentre esses quatro pontos de operação. Já o ponto de operação 4 teve o menor tempo de construção da RSE quando utilizado o método adaptativo. Isso é justificado pelo fato do limite de tensão não precisar ser adaptado, uma vez que ele foi violado no caso base do ponto de operação inicial.

Em relação ao processamento paralelo, vale a pena lembrar algumas questões da sua implementação. No método convencional cada processo é responsável por uma direção de transferência de geração e os processos mais rápidos devem esperar até que o processo mais demorado seja finalizado, a fim de manter o sincronismo (Seção A.5). Já o processamento paralelo do método adaptativo é um pouco mais complicado, pois

os processos são designados tanto para direções quanto para a adaptação dos limites de segurança. Portanto, mesmo que um limite de segurança seja adaptado mais rapidamente do que outro, ele poderá ter que esperar a finalização do processo de adaptação dos limites restantes, dependendo do número de processo e de como foi feita a distribuição das tarefas (Subseção 6.3.3).

Com base nestas informações sobre a implementação do processamento paralelo do método convencional e do método adaptativo, pode-se compreender as diferenças apresentadas na redução percentual do tempo de construção apresentados na Tabela 15. Destaca-se que a comparação na redução percentual no tempo de construção foi feita considerando os mesmos tipos de processamento para os dois métodos. Existem pontos de operação, como o ponto 3 e 4, em que a utilização de mais processos faz com que a redução percentual do tempo de construção em relação ao método convencional seja mais constante. Entretanto, outros pontos de operação, como os pontos 2 e 5, podem apresentar uma menor redução percentual quando o número de processos é aumentado e isso é justificado pela forma como foi realizado o paralelismo para o método adaptativo. Ou seja, o ganho computacional do método adaptativo em relação ao método convencional nem sempre será o mesmo. Obviamente, é possível tornar o código mais eficiente a fim de garantir melhores resultados.

Numericamente e considerando o processamento serial, paralelo com 2 processos e paralelo com 4 processos, as reduções percentuais para o ponto 3 foram de 69,45%, 69,43% e 66,64%, respectivamente, e para o ponto 4 foram 73%, 70,99% e 71,80%, apresentando variações muito menores do que em relação as reduções percentuais dos pontos 2 e 5, principalmente quando se observa os resultados do processamento paralelo com 4 processos.

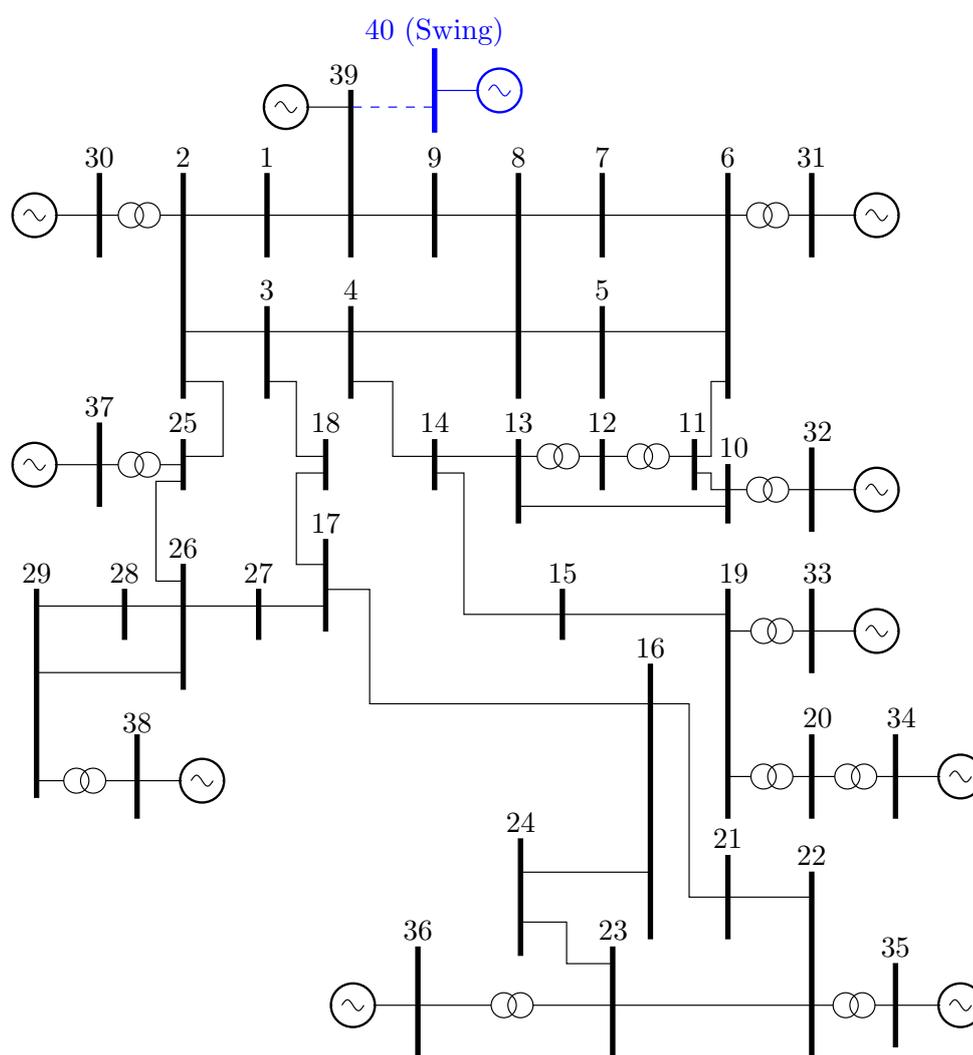
Analisando os gráficos de barras da Figura 50 é fácil de notar, para todos os pontos de operação considerados, que a utilização do método adaptativo com processamento serial chega a ser mais rápida do que o método convencional com processamento paralelo com 4 processos. Isso evidencia o quanto os ganhos computacionais do método adaptativo podem ser relevantes. Se for realizada a comparação do tempo gasto para a construção das RSEs pelo método convencional com processamento serial em relação ao tempo gasto pelo método adaptativo com processamento paralelo com 4 processos, pode-se observar uma redução ainda maior, chegando a 77,58%, 83,58%, 86,12% e 71,77% de redução do tempo computacional para os pontos de operação 2, 3, 4 e 5, respectivamente.

Com base nas análises realizadas, é possível perceber como as RSEs de um sistema sofrem modificações significativas conforme a demanda de potência do sistema vai sendo alterada. E principalmente que através da utilização do método adaptativo, é possível realizar as alterações nos nomogramas da RSE a um tempo computacional bem menor em relação ao método convencional.

### 8.3 SISTEMA TESTE *NEW ENGLAND*

A Figura 51 apresenta o diagrama unifilar do sistema teste *New England* e seus dados podem ser encontrados no Anexo B. Assim como no sistema 9 barras, pode-se observar que uma barra fictícia foi incorporada a topologia original do sistema para atuar como barra *swing*, ela foi numerada como barra 40 e ligada a barra 39 (barra *swing* original do sistema) através de um *link* de baixa impedância. A justificativa de utilização dessa barra extra é a mesma apresentada para o sistema 9 barras.

Figura 51 – Diagrama unifilar do sistema teste *New England*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 16 mostra um resumo das principais características do sistema *New England*, considerando as modificações realizadas em sua topologia original e o ponto de operação adotado como caso base. Os dados originais deste sistema podem ser encontrados em Athay, Podmore e Virmani (1979) e Mili, Baldwin e Adapa (1990).

A partir do diagrama unifilar da Figura 51 e das informações da Tabela 16 observa-

Tabela 16 – Principais características do sistema teste *New England*.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	40
Número de barras PV	10
Número de circuitos	47
Número de transformadores	12
Carga ativa	7995,51 MW
Carga reativa	1831,45 Mvar

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

se que o sistema *New England* possui um total de 10 barras do tipo PV, que são conectadas ao restante do sistema através de transformadores elevadores. Assim como o sistema 9 barras, o sistema *New England* possui apenas transformadores de *tap* fixo. O restante das informações, como os valores das injeções de potência ativa e reativa em cada barra, os limites operacionais dos geradores e parâmetros elétricos das linhas de transmissão e transformadores, se encontram no Anexo B. Destaca-se que as injeções de potência adotadas para o ponto de operação do caso base são as mesmas utilizadas por Almeida (2011).

### 8.3.1 Definição dos parâmetros construtivos

Diferentemente do sistema 9 barras, o sistema *New England* pode ter seus geradores agrupados em diversas combinações. Logo, são adotadas dois tipos de divisão dos grupos de geração deste sistema, com o objetivo de enfatizar o quanto essa etapa influencia no formato e nas informações que podem ser extraídas de uma RSE. A Tabela 17 contém, para as duas divisões adotadas, o número das barras de cada gerador indicando em qual grupo de geração ele está inserido e também a geração de potência ativa no caso base referente a cada grupo. A Figura 52 apresenta novamente o diagrama unifilar do sistema *New England*, onde estão destacados os geradores de cada grupo para os dois tipos de divisão.

A Tabela 18 apresenta os limites mínimos e máximos de geração de potência ativa de cada grupo de geração, conforme a divisão adotada. Esses resultados foram obtidos através da soma das capacidades mínimas e máximas de cada unidade geradora dos respectivos grupos.

A divisão 1 é a mesma adotada por Almeida (2011) e já foi utilizada no processo de construção de RSEs. Já a divisão 2 foi baseada na definição das áreas por sensibilidade de tensão, apresentada por Henriques (2009). A divisão 2 será utilizada para demonstrar como uma pequena alteração nos grupos de geração pode impactar no aspecto de uma RSE.

Tabela 17 – Divisão dos grupos de geração do sistema teste *New England*.

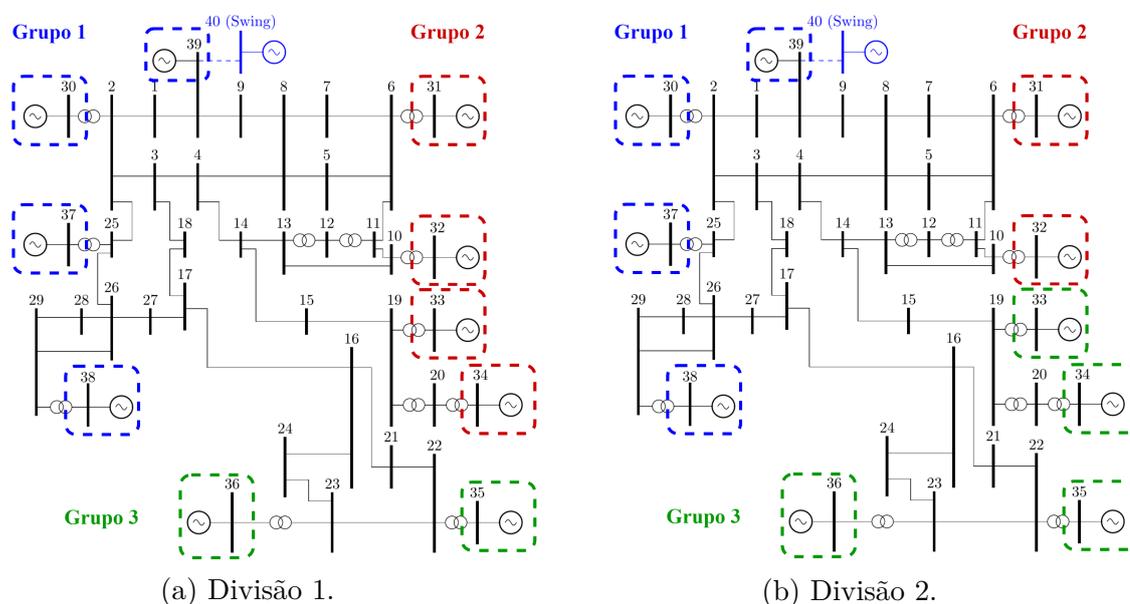
Grupo de Geração	Divisão 1		Divisão 2	
	Número da Barra	$P_G$ (MW)	Número da Barra	$P_G$ (MW)
$G_1$	30, 37, 38 e 39	4486,0	30, 37, 38 e 39	4486,0
$G_2$	31, 32, 33 e 34	2363,2	31 e 32	1223,2
$G_3$	35 e 36	1210,0	33, 34, 35 e 36	2350,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 18 – Limites de geração de potência ativa dos grupos de geração do sistema teste *New England*.

Grupo de Geração	Divisão 1		Divisão 2	
	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)
G1	0,0	6000,0	0,0	6000,0
G2	0,0	4000,0	0,0	2000,0
G3	0,0	2000,0	0,0	4000,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 52 – Diagrama unifilar do sistema teste *New England* com dois tipos de divisão dos grupos de geração.

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Através dos diagramas unifilares da Figura 52, pode-se notar a proximidade elétrica dos geradores que foram agrupados, demonstrando as áreas do sistema que serão estressadas durante os processos de transferência de geração na construção das RSEs.

Já a lista de contingências, que se encontra no Anexo B, foi definida de acordo com as informações apresentadas por Almeida (2011), onde foram adotadas as aberturas das linhas de transmissão 26-27-1 e 26-29-1. Essas contingências foram selecionadas por Almeida (2011) com base num ranking de severidade.

### 8.3.2 Estudos

O sistema *New England*, por apresentar uma topologia com maior complexidade que o sistema 9 barras, possibilita que estudos mais aprofundados sejam realizados. Nesta subseção são apresentados estudos nos moldes daqueles apresentados para o sistema 9 barras, abordando as características da RSE convencional, a monitoração de perdas e o método adaptativo. Além disso, também é abordada a monitoração da intermitência da geração eólica através de RSEs. Os estudos realizados nas subseções adiante adotam como referência ora a divisão 1, ora a divisão 2, de forma a explorar melhor os possíveis resultados e análises que podem ser extraídos dessas RSEs.

Como introdução a esta seção, a Figura 53 apresenta os três nomogramas das RSEs do sistema *New England* para os dois tipos de divisão dos grupos de geração. Os nomogramas referentes a RSE da divisão 1 dos grupos de geração se encontram na coluna esquerda enquanto aquelas referentes a divisão 2 estão na coluna da direita. Além disso, essas RSEs foram construídas com 64 direções, passo de transferência de geração de 1% e fator de redução de passo igual a 10.

Em relação as diferenças nos formatos dos nomogramas das duas RSEs por conta da divisão dos grupos de geração e considerando as informações da Tabela 18, pode-se realizar duas observações: (i) O grupo  $G_1$  é igual nas duas divisões e, conforme pode ser confirmado pelos nomogramas, tem seu limite máximo igual a 6000 MW; (ii) os grupos  $G_2$  e  $G_3$  da divisão 1 tem os limites máximos de geração de potência ativa, respectivamente, iguais a 4000 e 2000 MW, enquanto a divisão 2 possui os valores dos limites exatamente inversos, sendo as gerações máximas dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  iguais a 2000 e 4000 MW, respectivamente.

A partir das observações (i) e (ii), é possível notar que o limite de MW do nomograma  $G_1 \times G_2$  da divisão 1 se assemelha ao limite de MW do nomograma  $G_1 \times G_3$  da divisão 2, e o mesmo acontece com o limite de MW do nomograma  $G_1 \times G_3$  da divisão 1 com o limite de MW do nomograma  $G_1 \times G_2$  da divisão 2. Em relação aos limites de MW dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  também é possível notar uma semelhança em seus formatos, porém com uma rotação. Isso pode ser justificado pelo fato dos limites máximos de geração de potência ativa dos grupos dos nomogramas comparados serem, de certa forma, equivalentes. Porém, é interessante notar que os outros limites de segurança apresentam diferenças mais acentuadas, que é uma consequência direta da diferença no perfil de geração decorrente dos tipos de divisão dos grupos. Portanto, é possível concluir a partir desses resultados que a escolha dos grupos de geração deve ser realizada de acordo com as áreas



8.3.2.1 *Região de segurança estática convencional*

Para não tornar esta etapa demasiadamente exaustiva, a avaliação da RSE do sistema *New England* é realizada apenas para o RSE construída a partir da divisão 1 dos grupos geradores (ver Tabela 17), o que é suficiente para explorar as características de uma RSE de um sistema mais complexo que o sistema 9 barras. A influência do número de direções já foi explorada na Subseção 8.2.2.1 e por Almeida (2011), logo não são apresentados nomogramas construídos com um número de direções diferente de 64 nesta seção. Contudo, de forma a demonstrar que o tempo de construção também está relacionado a dimensão do sistema e ao número de contingências adotados, a Tabela 19 apresenta uma comparação do tempo de construção da RSE do sistema *New England* com um número de direções variado, considerando o processamento serial e paralelo com adoção de 2 e 4 processos.

Analisando a Tabela 19 percebe-se o aumento considerável no tempo de construção da RSE do sistema *New England* em relação ao tempo gasto para o sistema 9 barra (Tabela 15). O sistema *New England* apresenta uma maior complexidade do que o sistema 9 barras e os tempos de solução dos casos de fluxo de potência acabam sendo maiores, influenciando diretamente o tempo de construção da RSE. Além disso, nota-se que, em média, a redução percentual no tempo de construção e o fator de aceleração ao se utilizar o processamento paralelo para dois processos ficam, respectivamente, na ordem de 26,52% e 1,36, e, para quatro processos, iguais a 45,31% e 1,83, demonstrando ganhos significativos, apesar de que um pouco menores do que os obtidos para o sistemas 9 barras.

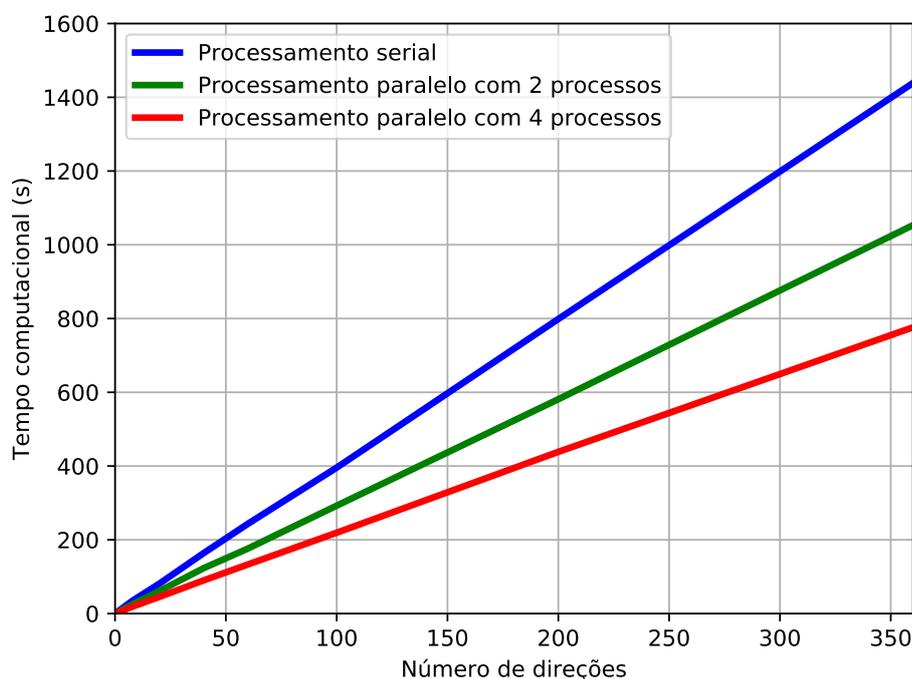
Já a Figura 54 apresenta os resultados da Tabela 19 graficamente, onde nota-se que, assim como o sistema 9 barras, a variação do tempo conforme o número de direções é aumentado ocorre de maneira linear. Portanto, ficam evidentes os ganhos proporcionados pela utilização do processamento paralelo, reduzindo drasticamente o tempo de construção da RSE.

Tabela 19 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste *New England*.

$N_D$	Processamento serial – T(1) (s)	Processamento paralelo					
		T(2) (s)	Red. T(2)	T(1)/T(2)	T(4) (s)	Red. T(4)	T(1)/T(4)
4	17,55	12,86	26,71%	1,36	9,50	45,86%	1,85
8	35,27	25,38	28,04%	1,39	19,01	46,10%	1,86
20	81,09	60,99	24,79%	1,33	45,17	44,30%	1,80
40	164,02	123,16	24,91%	1,33	90,01	45,12%	1,82
60	243,55	176,38	27,58%	1,38	133,22	45,30%	1,83
100	395,72	292,56	26,07%	1,35	219,16	44,62%	1,81
200	798,67	581,16	27,23%	1,37	438,51	51,42%	1,82
360	1438,58	1053,09	26,80%	1,37	775,97	48,73%	1,85

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

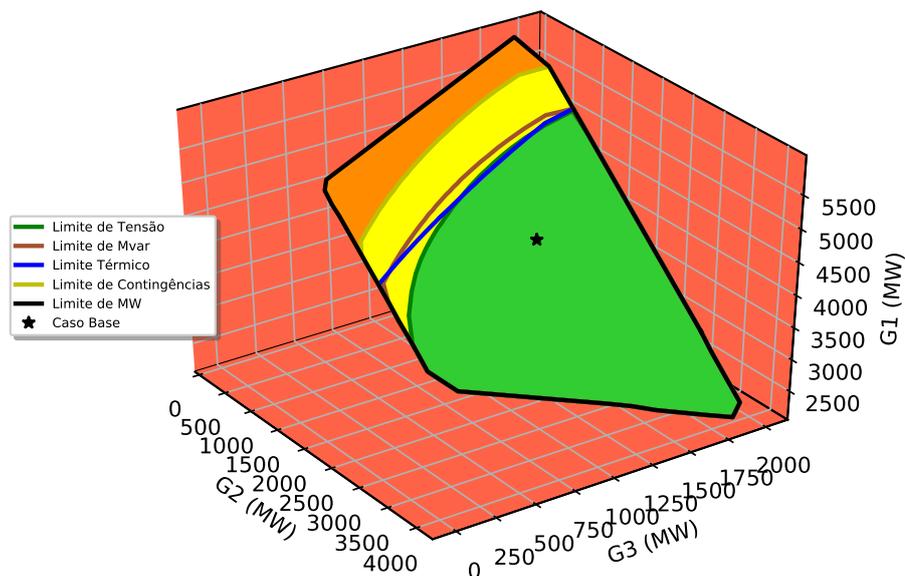
Figura 54 – Variação do tempo computacional na construção da RSE do sistema teste *New England*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Figura 55 contém a RSE do sistema *New England* em seu formato 3D, onde pode-se notar que a região envolvida pelo limite de MW, que sempre é o limite de segurança mais externo da RSE, é mais larga em comparação com a RSE em 3D do sistema 9 barras (ver Figura 42), dadas as diferenças entre as gerações de cada grupo. Essa fato é justificado por uma série de fatores. Primeiramente, deve-se avaliar o carregamento do sistema, pois a RSE será mais achatada se o próprio caso base estiver com um dos grupos próximo do limite máximo. Outro fator de grande influência é a capacidade de geração máxima de cada grupo, uma vez que na divisão 1 adotada para os grupos de geração da RSE da Figura 53 o grupo  $G_2$  possui o dobro da capacidade do grupo  $G_3$ .

Um último fator, não menos importante e diretamente relacionado aos outros dois, é o critério que indicou que o limite de máxima transferência de geração foi atingido. É mostrado mais adiante, mas pode-se adiantar, que em todas as direções o processo de transferência de geração foi interrompido porque um dos grupos de geração atingiu seu limite máximo ou mínimo. Essa afirmação pode ser constatada graficamente ao se analisar o nomograma  $G_2 \times G_3$  na Figura 53e, onde observa-se que o limite de MW é definido por segmentos de reta. Se o critério de parada do processo, em alguma direção, tivesse ocorrido devido a não convergência ou divergência do fluxo de potência, o limite de MW teria um formato arredondado nas regiões referentes a essas direções, indicando que foi identificado o limite de estabilidade de tensão do sistema.

Figura 55 – RSE em 3D do sistema teste *New England*.

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

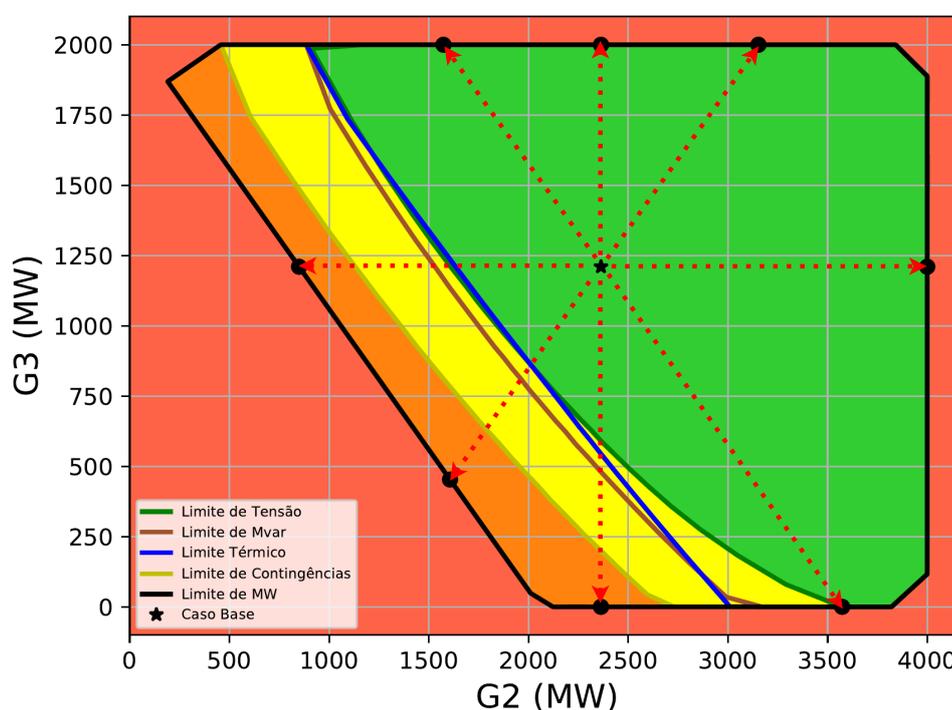
A Figura 56, semelhantemente ao que foi feito para o sistema 9 barras, apresenta o nomograma  $G_2 \times G_3$  da RSE do sistema *New England* com destaque para as direções referentes aos ângulos  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $225^\circ$ ,  $270^\circ$ ,  $315^\circ$  e  $360^\circ$ . Vale salientar que por conta da escala dos eixos do nomograma, os ângulos das direções destacadas foram levemente distorcidos. Essa figura é utilizada como referência para as análises dos limites de segurança dessas oito direções através das Tabelas 20 a 24.

A Tabela 20 apresenta a avaliação do limite de MW das oito direções selecionadas. Pode-se observar que o critério de parada para todas as direções foi que um dos grupos de geração atingiu sua capacidade máxima ou mínima, e como dito anteriormente, essa informação pode ser confirmada pelo formato do limite de MW. Além disso, é possível estender essa afirmação para todas as outras direções da RSE.

Observando a RSE em seu formato em 3D através da Figura 55 e complementando a análise com as informações da Tabela 20, é possível verificar que as direções 9 e 17 possuem a menor distância em relação ao ponto de operação do caso base, ou seja, o limite de transferência de geração entre os grupos é menor do que em relação as outras direções. Vale ressaltar que outras direções nessas proximidades apresentam o mesmo comportamento. Isso é justificado pois, neste caso, o grupo  $G_3$  possui um menor limite máximo de geração de potência ativa e também porque este grupo no próprio caso base já apresenta um valor elevado de geração. Como consequência, as direções que dependem do aumento da geração do grupo  $G_3$  apresentam um menor limite de transferência de geração.

A Tabela 21 contém as informações sobre avaliação do limite de contingência do sistema *New England*. A primeira informação que pode ser extraída desta tabela em

Figura 56 – Nomograma  $G_2 \times G_3$  do RSE do sistema teste *New England* com direções de transferência de geração destacadas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

conjunto com a análise do nomograma da Figura 56, é que apenas as direções 25, 33 e 41 apresentam violações para o limite de contingências e em todas elas foi a abertura da linha de transmissão 26-27-1 a responsável pela violação. Isso se traduz em uma menor capacidade de transferência de geração entre os grupos para essas direções. Por exemplo, a direção 25 apresenta 2141,01 MW de distância em relação ao caso base para o limite de MW e apenas 1743,38 MW para o limite de contingências. Isso representa uma redução de 397,63 MW na capacidade transferência de geração nesta direção quando se considera o limite de contingências.

Por outro lado as direções 1, 9, 17, 49 e 57 tem seus pontos do limite de contingências coincidentes com o limite de MW, indicando que para essas direções não ocorrem violações deste limite devido a aplicação da lista de contingências e o processo de transferência só é interrompido por conta de algum grupo atingir sua capacidade máxima ou mínima. Além disso, observa-se que a redução das gerações dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  tem relação com o limite de contingências, principalmente quando se analisa a direção 33 ( $225^\circ$ ), onde os grupos  $G_2$  e  $G_3$  tem suas gerações reduzidas na mesma proporção.

As Tabelas 22 a 24 contém, respectivamente, as avaliações do limite de tensão, do limite de Mvar e do limite térmico deste sistema. Semelhantemente ao limite de contingências, as direções 25, 33 e 41 são aquelas que apresentam violações para estes

Tabela 20 – Avaliação do limite de MW do sistema teste *New England*.

Dir.	Ângulo	Critério de parada	Distância do C.B. (MW)	$G_1 \setminus G_2 \setminus G_3$				
				$P_{G,MIN}$	$P_G$ (MW)	$P_{G,MAX}$	Região	FPG
1	45°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	1934,99	0,00	2906,09	6000,00	RIMP	1,000
				0,00	3153,16	4000,00	REXP	0,500
				0,00	1999,96	2000,00	REXP	0,500
9	90°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	1116,94	0,00	3696,20	6000,00	RIMP	1,000
				0,00	2363,20	4000,00	—	0,000
				0,00	1999,80	2000,00	REXP	1,000
17	135°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	1117,09	0,00	4486,00	6000,00	—	0,000
				0,00	1573,30	4000,00	RIMP	1,000
				0,00	1999,90	2000,00	REXP	1,000
25	180°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	2141,01	0,00	5999,92	6000,00	REXP	1,000
				0,00	849,28	4000,00	RIMP	1,000
				0,00	1210,00	2000,00	—	0,000
33	225°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	1854,17	0,00	5999,92	6000,00	REXP	1,000
				0,00	1606,24	4000,00	RIMP	0,500
				0,00	453,04	2000,00	RIMP	0,500
41	270°	Grupo atingiu $P_{G,MIN}$	1710,98	0,00	5695,85	6000,00	REXP	1,000
				0,00	2363,20	4000,00	—	0,000
				0,00	0,15	2000,00	RIMP	1,000
49	315°	Grupo atingiu $P_{G,MIN}$	1710,98	0,00	4486,00	6000,00	—	0,000
				0,00	3573,05	4000,00	REXP	1,000
				0,00	0,15	2000,00	RIMP	1,000
57	360°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	2319,32	0,00	2842,53	6000,00	RIMP	1,000
				0,00	3999,73	4000,00	REXP	1,000
				0,00	1210,00	2000,00	—	0,000

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

limites dentre as oito direções analisadas.

Nesta RSE, o limite de tensão é o mais restritivo dos limites de segurança, apresentando violações no módulo da tensão da barra 8 durante a abertura da linha de transmissão 26-27-1 para as direções destacadas, conforme observa-se na Tabela 22. Contudo, as violações de tensão apresentadas na barra 8 possuem índices de severidade bem pequenos. Em relação ao limite de Mvar, observa-se que apenas o gerador da barra 39 atingiu o limite de geração de potência reativa, indicando que o sistema ainda possui capacidade de suporte de reativo.

Assim como o limite de tensão e o limite de Mvar, o limite térmico é violado durante a abertura da linha de transmissão 26-27-1 nas direções 25, 33 e 41. A linha 2-3-1 é a única que apresenta violação, o que é justificado pela abertura da linha 26-27-1 que faz com que o fluxo de potência tenha como único caminho as linhas 2-1-1 e 2-3-1, sobrecarregando a linha 2-3-1. Além disso, é interessante notar que o limite térmico é coincidente com o limite de tensão em diversos pontos do nomograma  $G_2 \times G_3$  no 2° e 3° quadrante, se distanciando apenas no 4° quadrante. A direção 25 é um exemplo, onde tanto a capacidade térmica da linha 2-3-1 é violada quanto o módulo da tensão da barra 8.

Tabela 21 – Avaliação do limite de contingências do sistema teste *New England*.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Distância do C.B. (MW)	Identificação da contingência	Violação?
1	45°	2906,09	3153,16	1999,96	1934,99	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Não Não
9	90°	3696,20	2363,20	1999,80	1116,94	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Não Não
17	135°	4486,00	1573,30	1999,90	1117,09	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Não Não
25	180°	5718,75	1130,45	1210,00	1743,38	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Sim Não
33	225°	5640,14	1786,13	632,93	1413,53	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Sim Não
41	270°	5496,35	2363,20	199,65	1428,85	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Sim Não
49	315°	4486,00	3573,05	0,15	1710,98	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Não Não
57	360°	2842,53	3999,73	1210,00	2319,32	LT-26-27-1 LT-26-29-1	Não Não

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 22 – Avaliação do limite de tensão do sistema teste *New England*.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Barras com viol.
1	45°	2906,09	3153,16	1999,96	1934,99	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
9	90°	3696,20	2363,20	1999,80	1116,94	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
17	135°	4486,00	1573,30	1999,90	1117,09	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
25	180°	5239,95	1609,25	1210,00	1066,24	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	0,00027	8
						LT-26-29-1	0	-	-
33	225°	5186,35	2013,03	859,83	857,75	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	0,00006	8
						LT-26-29-1	0	-	-
41	270°	5105,52	2363,20	590,48	876,13	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	0,00010	8
						LT-26-29-1	0	-	-
49	315°	4486,00	3573,05	0,15	1710,98	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
57	360°	2842,53	3999,73	1210,00	2319,32	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Tabela 23 – Avaliação do limite de Mvar do sistema teste *New England*.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Geradores com viol.
1	45°	2906,09	3153,16	1999,96	1934,99	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
9	90°	3696,20	2363,20	1999,80	1116,94	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
17	135°	4486,00	1573,30	1999,90	1117,09	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
25	180°	5318,56	1530,64	1210,00	1177,41	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	0,00000	39
						LT-26-29-1	0	-	-
33	225°	5286,40	1963,00	809,80	980,28	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	0,00010	39
						LT-26-29-1	0	-	-
41	270°	5215,63	2363,20	480,37	1031,85	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	0,00001	39
						LT-26-29-1	0	-	-
49	315°	4486,00	3573,05	0,15	1710,98	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
57	360°	2842,53	3999,73	1210,00	2319,32	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 8.3.2.2 Região de segurança estática com monitoração de perdas

Os parâmetro construtivos adequados para uma boa visualização da monitoração de perdas através de RSEs foram definidos durante as simulações realizadas na Subseção 8.2.2.2 para o sistema tutorial 9 barras, sendo o número de direções igual a 360, passo de transferência de geração igual 1% e fator de divisão de passo igual a 10. Contudo, é necessário que seja definido um valor para o limite percentual de perdas e esse parâmetro deve ser escolhido de acordo com as particularidades de cada sistema. Por isso, o primeiro passo para a construção adequada da RSE do sistema *New England* com a monitoração de perdas é um estudo de avaliação do limite percentual de perdas.

A Figura 57 apresenta o nomograma  $G_2 \times G_3$  do sistema *New England* com a divisão 1 dos grupos de geração, onde foram definidos diferentes limites percentuais de perdas para a monitoração. É fácil perceber que a medida que o limite percentual é aumentado, uma maior área da RSE é envolvida pelo mapa de calor para perdas. Além disso, observa-se que a observabilidade proporcionada pelo mapa de calor está diretamente relacionada ao limite percentual, uma vez que um valor muito alto em comparação as

Tabela 24 – Avaliação do limite térmico do sistema teste *New England*.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Circuitos com viol.
1	45°	2906,09	3153,16	1999,96	1934,99	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
9	90°	3696,20	2363,20	1999,80	1116,94	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
17	135°	4486,00	1573,30	1999,90	1117,09	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
25	180°	5214,93	1634,27	1210,00	1030,87	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	1,003	2-3-1
						LT-26-29-1	0	-	-
33	225°	5186,35	2013,03	859,83	857,75	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	1,001	2-3-1
						LT-26-29-1	0	-	-
41	270°	5151,50	2363,20	544,50	941,16	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	1	1,001	2-3-1
						LT-26-29-1	0	-	-
49	315°	4486,00	3573,05	0,15	1710,98	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-
57	360°	2842,53	3999,73	1210,00	2319,32	Caso base	0	-	-
						LT-26-27-1	0	-	-
						LT-26-29-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

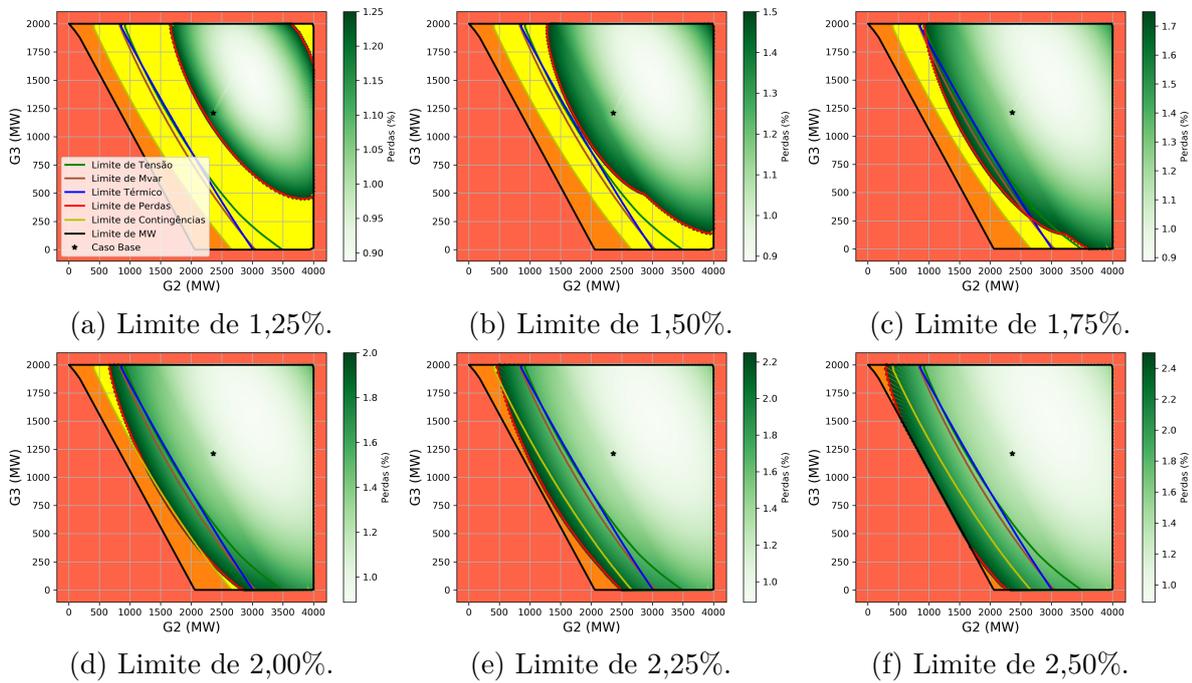
perdas do caso base faz com que não seja possível definir com precisão o percentual de perdas na área em torno do ponto de operação do caso base.

O limite percentual de perdas de 1,50% foi escolhido para ser analisado mais adiante por apresentar uma boa visibilidade do mapa de calor e dos limites de segurança da RSE. Dessa forma, a Figura 58 apresenta os três nomogramas da RSE com monitoração de perdas e limite percentual de 1,50% para o sistema *New England*.

A primeira informação que pode ser extraída desses três nomogramas é que, de acordo com o mapa de calor, o ponto de operação do caso base não possui o menor percentual de perdas. Essa informação pode ser confirmada ao se executar um fluxo de potência para o caso base e se verificar que o percentual de perdas em relação a geração total é de cerca de 1,16%. Entretanto pode-se observar no nomogramas que existem perfis de geração em que as perdas do sistema poderiam ser da ordem de 0,90%. Essa informação é interessante por demonstrar que o sistema pode operar em um ponto mais seguro (mais distante dos limites de segurança) e ainda assim ter suas perdas reduzidas.

Por outro lado a redução das gerações de potência ativa dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  tende a elevar as perdas no sistema, principalmente quando se realiza essa análise através

Figura 57 – RSE com monitoração de perdas do sistema teste *New England* com diferentes valores para o limite percentual de perdas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

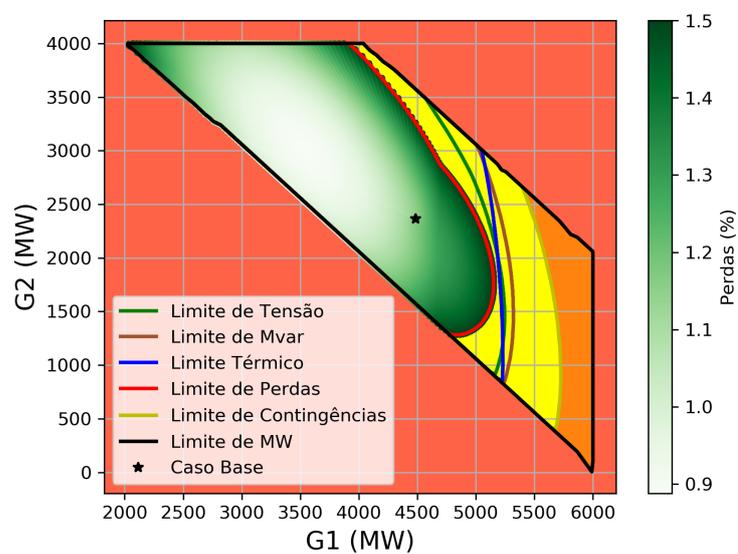
do nomograma  $G_2 \times G_3$ . A redução simultânea da geração desses dois grupos acarreta no aumento da geração do grupo  $G_1$ , e a consequência é o aumento nas perdas do sistema por ser necessário que um fluxo de potência maior seja direcionado para as cargas nas proximidades dos geradores dos grupos  $G_2$  e  $G_3$ .

Tabela 25 – Tempo de construção da RSE com monitoração de perdas do sistema teste *New England*.

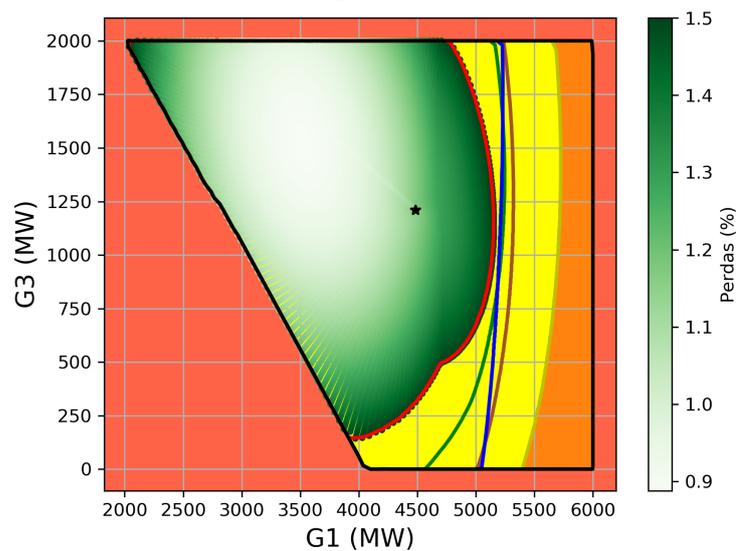
$N_D$	Tempo de construção da RSE (s)	
	RSE com monitoração de perdas	RSE convencional
4	19,19	17,55
8	36,24	35,27
20	85,86	81,09
40	169,97	164,02
60	255,73	243,55
100	416,68	395,72
200	833,61	798,67
360	1502,72	1438,58

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

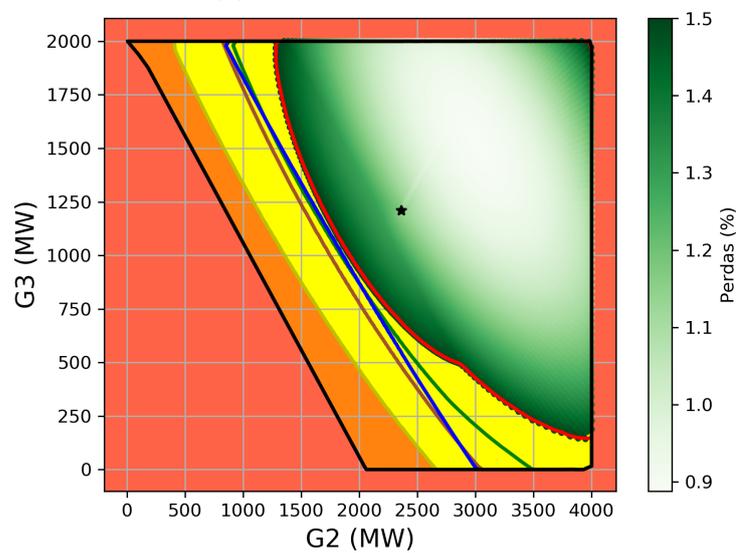
Figura 58 – RSE com monitoração de perdas do sistema teste *New England*.



(a) Nomograma  $G_1 \times G_2$ .



(b) Nomograma  $G_1 \times G_3$ .



(c) Nomograma  $G_2 \times G_3$ .

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

De forma a complementar a análise, a Tabela 25 apresenta uma comparação de tempo computacional entre RSEs construídas com e sem a monitoração de perdas para diferentes número de direções. Apesar de  $N_D = 360$  ter sido definido como padrão, a Tabela 25 apresenta o tempo de construção com outros número de direções a fim de demonstrar como o custo computacional é aumentado para um número tão elevado de direções e ainda proporcionar uma comparação com a Tabela 19, que apresenta os mesmos tempos computacionais para RSE do sistema *New England* sem a monitoração de perdas. Pode-se notar, que assim no sistema 9 barras, a inclusão da monitoração de perdas tem um baixo impacto no tempo de construção da RSE.

### 8.3.2.3 *Região de segurança estática com monitoração de geração intermitente*

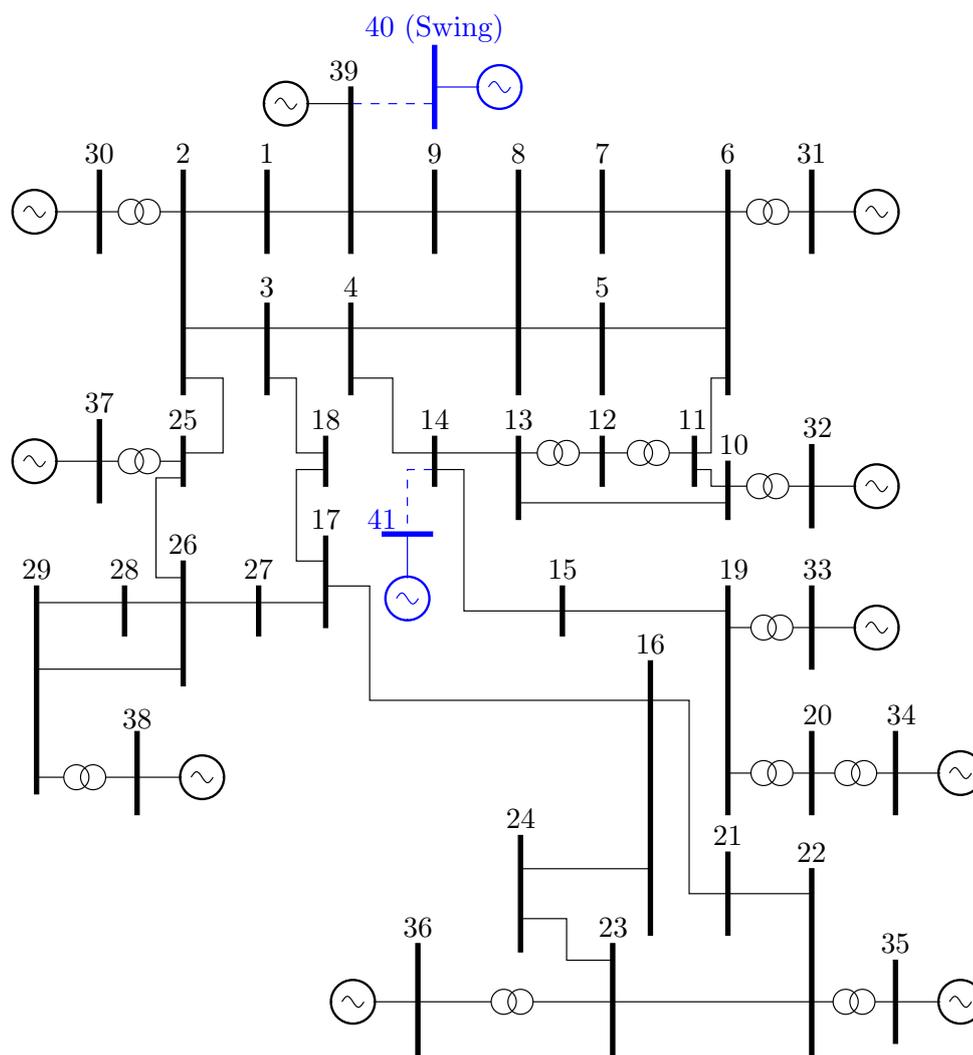
Para construir a RSE com monitoração de geração intermitente para o sistema teste *New England* é necessário selecionar um gerador para representar um parque eólico e, dessa forma, durante o processo construtivo da RSE, aplicar a esse gerador as contingências de alteração abrupta da geração apresentadas no Capítulo 5. Para tal, foi adicionado um gerador adicional a topologia do sistema *New England* para representar o parque eólico, sendo numerado como barra 41. Essa barra do tipo PQ foi conectada ao sistema através de um *link* de baixa impedância na barra 14, conforme pode ser visto na Figura 59. A barra 14 foi escolhida como ponto de conexão por estar numa parte mais central do sistema e assim possibilitar que a geração da barra 41 tenha impacto em todas as regiões em que se encontram os demais geradores.

A geração de potência ativa do parque eólico foi definida como 1200,0 MW e garante uma penetração de aproximadamente 15% em relação a geração total do sistema, que é igual a 8059,2 MW. Para manter o balanço entre geração e carga, foram realizadas alterações nas gerações de potência ativa do caso base apresentado no Anexo B. A Tabela 26 contém as novas gerações e os limites adotados para esta simulação. Pode-se notar que os 1200,0 MW adicionados ao sistema devido a barra 41 foram abatidos da geração de alguns dos outros geradores. Destaca-se que o gerador da barra 41 não possui capacidade de suporte de geração de potência reativa, operando com fator de potência unitário e, por isso, esse gerador foi modelado como barra PQ. É importante destacar que o  $P_G$  da barra 40 (barra *swing*) é igual 15,7 MW devido ao suprimento das perdas elétricas do sistema e esse valor foi obtido pela solução do fluxo de potência no caso base.

As duas divisões dos grupos de geração apresentadas na Tabela 17 são utilizadas a fim de avaliar como o gerador da barra 41 impacta o sistema. Vale enfatizar que o gerador da barra 41 não pertence a nenhum grupo de geração e, portanto, sua geração de potência ativa é mantida constante durante todo o processo de construção das RSES, salvo durante as contingências de geração.

As contingências de aberturas das linhas de transmissão 26-27 e 26-29 foram

Figura 59 – Diagrama unifilar do sistema teste *New England* com parque eólico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

mantidas como lista de contingências para a construção da RSE. Além disso, as contingências de geração escolhidas para o parque eólico foram de 50% da geração do caso base do ponto de operação inicial, ou seja,  $P_{G,41} = 1200,00 \pm 600,00$  MW. Vale relembrar que tais contingências de geração são aplicadas ao caso base e a lista de contingências.

Os nomogramas das RSEs associadas as divisões 1 e 2 podem ser vistos na Figura 60, onde foram adotadas 60 direções, passo de transferência de geração de 1% e fator de divisão de passo igual a 10. A região em verde representa a região segura em relação a todos os limites de segurança, incluindo o limite de geração intermitente.

Primeiramente, pode-se notar que os nomogramas da Figura 60 sofreram algumas alterações em relação aos da Figura 53 por conta da inserção do gerador da barra 41 e a modificação do perfil de geração. Uma das modificações que mais chama a atenção está nos nomogramas da divisão 2, onde pode-se observar que o limite de MW apresenta

Tabela 26 – Modificações nos dados dos geradores do sistema teste *New England* para inclusão do parque eólico.

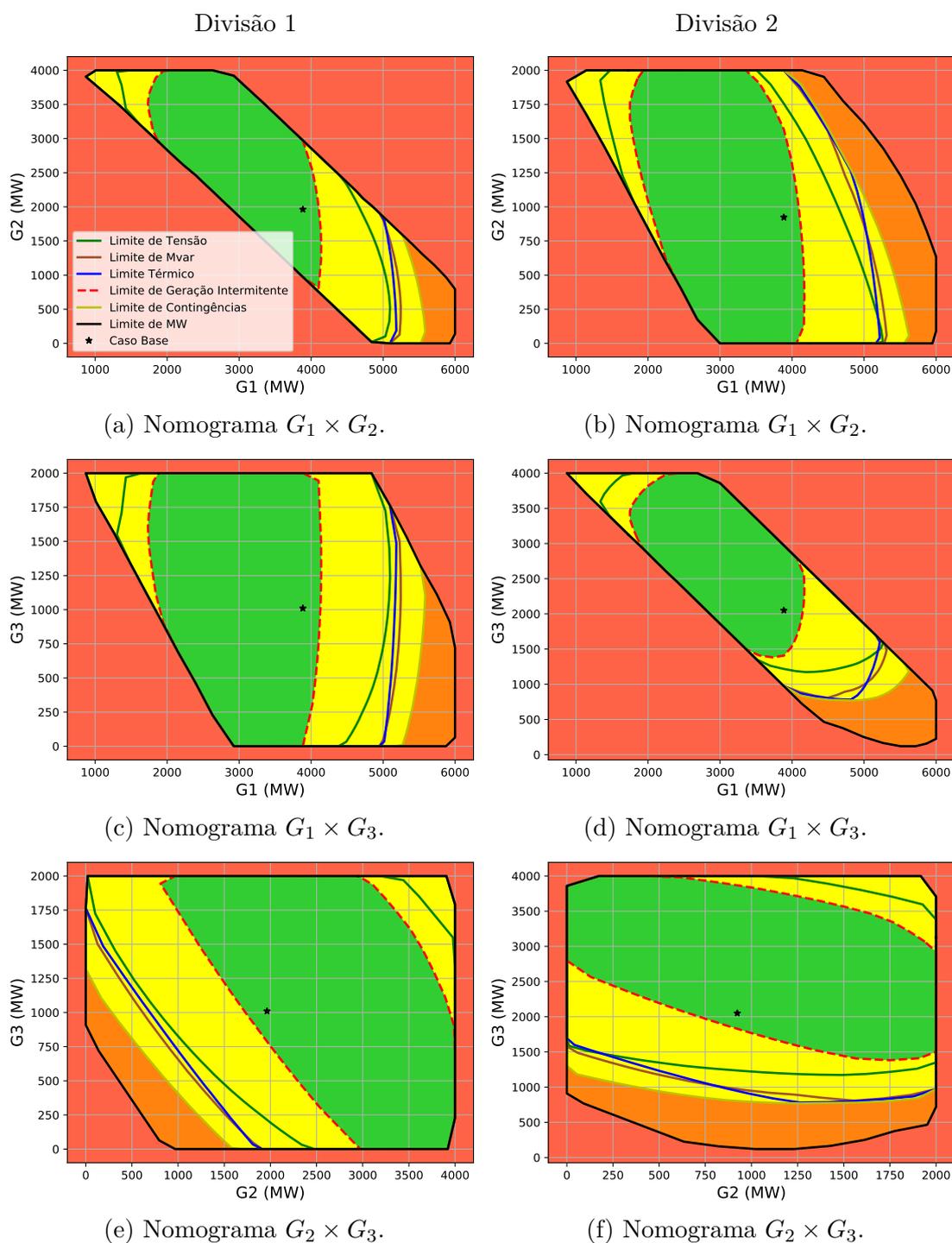
Barra	$P_G$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)	$Q_{G,MIN}$ (Mvar)	$Q_{G,MAX}$ (Mvar)
30	250,0	1000,0	-900,0	900,0
31	473,2	1000,0	-900,0	900,0
32	450,0	1000,0	-900,0	900,0
33	532,0	1000,0	-900,0	900,0
34	508,0	1000,0	-900,0	900,0
35	550,0	1000,0	-900,0	900,0
36	460,0	1000,0	-900,0	900,0
37	440,0	1000,0	-900,0	900,0
38	600,0	1000,0	-900,0	900,0
39	2596,0	3000,0	-900,0	900,0
40	15,7	9999,0	-900,0	900,0
41	1200,0	1800,0	0,0	0,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

algumas partes arredondadas, ao invés de segmentos de reta. Essa é uma característica de que o limite de MW foi interrompido nessas direções por fluxos de potência divergentes ou não convergentes, indicando que para essas direções o limite de MW foi interrompido por problemas associados ao colapso de tensão.

O limite de geração intermitente é definido quando os limites de tensão, de Mvar e térmico são violados durante uma das duas contingências de geração do parque eólico, durante o caso base ou um caso de contingência. Logo, pode-se notar através dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  das divisões 1 e 2, que as reduções das gerações dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  colocam o sistema em um perfil de geração em que o limite de geração intermitente está violado. Em contrapartida, o aumento da geração desses grupos (até um certo ponto) faz com que o sistema se torne mais seguro em relação ao limite de geração intermitente, por conta de aumentar a distância em MW em relação a esse limite de segurança.

Analisando nomograma  $G_2 \times G_3$  da divisão 1 (Figura 60e) com auxílio do relatório de saída gerado durante a construção dessa RSE, foi possível identificar que da direção 1 a 16 ( $45^\circ$  a  $135^\circ$ ) não houveram violações do limite de geração intermitente, sendo todos os pontos coincidentes com o limite de MW. Da direção 17 a 45 ( $141^\circ$  a  $309^\circ$ ) a identificação do limite de geração intermitente se deu por conta da violação do limite de geração de potência reativa de um dos geradores (excluindo o gerador 41). Já da direção 46 a 52 ( $315^\circ$  a  $351^\circ$ ) os pontos do limite de geração intermitente são novamente coincidentes com o limite de MW. Da direção 53 a 60 ( $357^\circ$  a  $39^\circ$ ) a identificação desse limite foi devido a uma barra que teve seu limite de tensão violado durante uma das contingências de geração.

Figura 60 – RSEs com limite de geração intermitente do sistema teste *New England*.

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Por outro lado, para o nomograma  $G_2 \times G_3$  da divisão 2 (Figura 60f), observou-se que das direções 1 a 10 ( $45^\circ$  a  $99^\circ$ ) o limite de geração intermitente é violado por conta da tensão de uma das barras do sistema que excedeu seus limites durante a variação abrupta da geração da barra 41. Já da direção 11 a 17 ( $105^\circ$  a  $141^\circ$ ) não houveram violações deste

limite e pode-se notar que seus pontos são coincidentes com o limite de MW. A partir da direção 18 até a direção 45 (147° a 309°) o motivo da violação foi porque um dos geradores do sistema (excluindo o gerador da barra 41) atingiu um de seus limites de geração de potência reativa. Da direção 46 a 48 (315° a 327°) uma barra do sistema volta a ter seu limite de tensão violado e o restante das direções são coincidentes com o limite de MW.

Através destas análises pode-se compreender que a inclusão do limite de geração intermitente na RSE é interessante, pois possibilita que o impacto da variação abrupta de parques eólicos (ou mesmo de outras fontes intermitentes) seja avaliado durante o processo de transferência de geração entre regiões. Esse limite tende a ser ainda mais restritivo que os outros limites de segurança da RSE, funcionando como um alerta de possíveis violações decorrentes das variações não previstas na geração de potência ativa de um determinado gerador.

Com relação ao impacto no tempo de construção da RSE, a Tabela 27 apresenta uma comparação entre os tempos computacionais gastos para a construção das RSEs convencionais e para as RSEs com monitoração de geração intermitente (GI), adotando os grupos de geração com a divisão 1 e 2. Essa comparação foi realizada adotando os parâmetros construtivos das RSEs da Figura 60, onde cada medida de tempo apresentada na tabela foi obtida pela média simples de três amostras.

Pode-se perceber que o esforço computacional causado pela utilização da monitoração de geração intermitente é bastante alto e faz com que o tempo de construção da RSE aumente significativamente. Nas comparações apresentadas na Tabela 27 pode-se notar um aumento em cerca de 100% do tempo total, independente da utilização de processamento paralelo ou não.

Tabela 27 – Comparação do tempo de construção da RSE com monitoração de geração intermitente do sistema teste *New England*.

Grupo de geração	RSE	Tempo de construção da RSE (s)		
		Processamento serial	Processamento paralelo	
			2 processos	4 processos
Divisão 1	Convencional	323,88	239,18	173,03
	Monitoração de GI	646,29	475,60	353,71
Divisão 2	Convencional	310,24	221,65	163,04
	Monitoração de GI	621,01	446,99	332,25

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### 8.3.2.4 Região de segurança estática adaptativa

A utilização do método adaptativo para construção da RSE do sistema *New England* segue os mesmos modelos apresentados para o sistema 9 barras, comparando primeiramente os nomogramas gerados pelo método convencional com aqueles gerados pelo método adaptativo e, em seguida, apresentando a variação da RSE do sistema *New England* de acordo com seu ponto de operação. A divisão do tipo 1 para os grupos de geração foi adotada como padrão para os estudos desta subseção. Além disso, a curva da Figura 47, adotada para variar a carga e geração de todas as barras do sistema 9 barras, também é aplicada ao sistema *New England*.

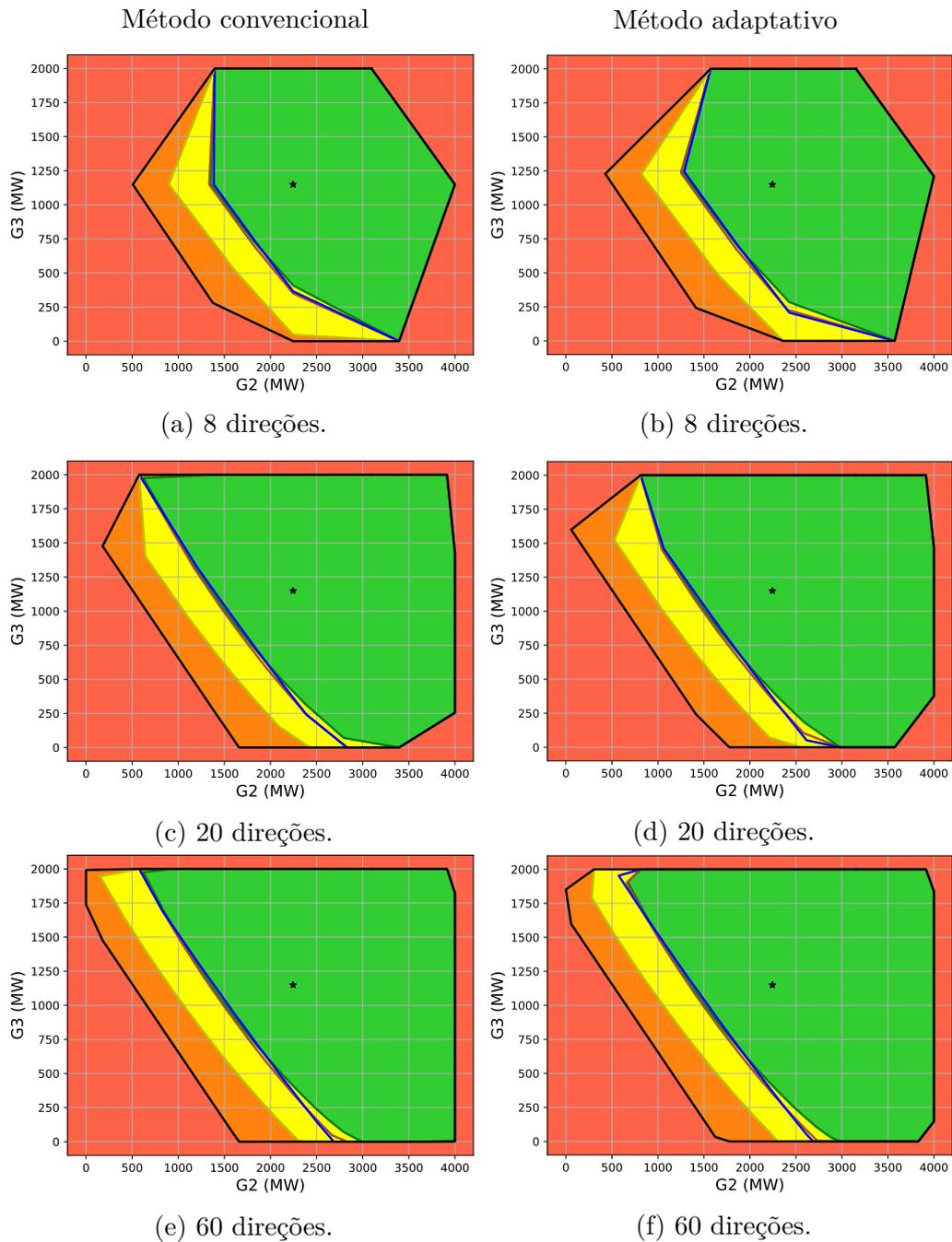
A Figura 61 apresenta os nomogramas  $G_2 \times G_3$  da RSE do sistema *New England* considerando 8, 20 e 60 direções de transferência de geração para o ponto de operação 2 da curva da Figura 47. Ou seja, a geração e a carga das barras do ponto de operação do Anexo B foram reduzidas em 5%. Os nomogramas da esquerda foram construídos pelo método convencional, enquanto os nomogramas da direita pelo método adaptativo. A opção de controle de execução “FLRS” foi utilizada para garantir que os limites dos eixos  $G_2$  e  $G_3$  da Figura 61 tivessem seus patamares fixados.

Ao contrário do que foi visto para as RSEs do sistema 9 barras na Subseção 8.2.2.3, nenhum dos limites de segurança extrapola o limite de MW nos nomogramas gerados pelo método adaptativo. Além disso, mais uma vez percebe-se que o aumento do número de direções de transferência de geração faz com que as RSEs geradas por ambos os métodos se tornem cada vez mais parecidas. Os nomogramas construídos com 60 direções (Figuras 61e e 61f) são praticamente iguais, salvo por algumas pequenas diferenças no segundo quadrante. Esse fato é interessante de ser notado, pois destaca que quanto maior a distância de um limite de segurança em relação ao ponto de operação do caso base, maior poderão ser as diferenças entre as RSEs geradas pelos dois métodos. Isso é justificado pelos ângulos da RSE adaptativa serem levemente deslocados, mesmo quando o número de direções é elevado.

A Figura 62 apresenta os nomogramas  $G_1 \times G_2$ ,  $G_1 \times G_3$  e  $G_2 \times G_3$  para os pontos de operação 1, 2, 3, 4 e 5. Os parâmetros de construção das RSEs deste estudo são os mesmos do sistema 9 barras (Subseção 8.2.2.3). Pode-se notar, primeiramente, que quando a geração e carga do sistema são reduzidas, os nomogramas da RSE tendem a ter suas áreas aumentadas. Por outro lado, ao elevarmos a geração e carga do sistema, observa-se o comportamento inverso, onde os nomogramas tem áreas reduzidas. Essa característica foi constatada também para o sistema 9 barras e vai de encontro ao fato de que um sistema operando com um alto carregamento acaba tendo suas margens de segurança reduzidas.

Observando os nomogramas  $G_2 \times G_3$ , percebe-se que, independente do ponto de operação, o aumento contínuo das gerações dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  leva o sistema para o limite de MW, onde todos os outros limites de segurança são coincidentes e acabam não sendo

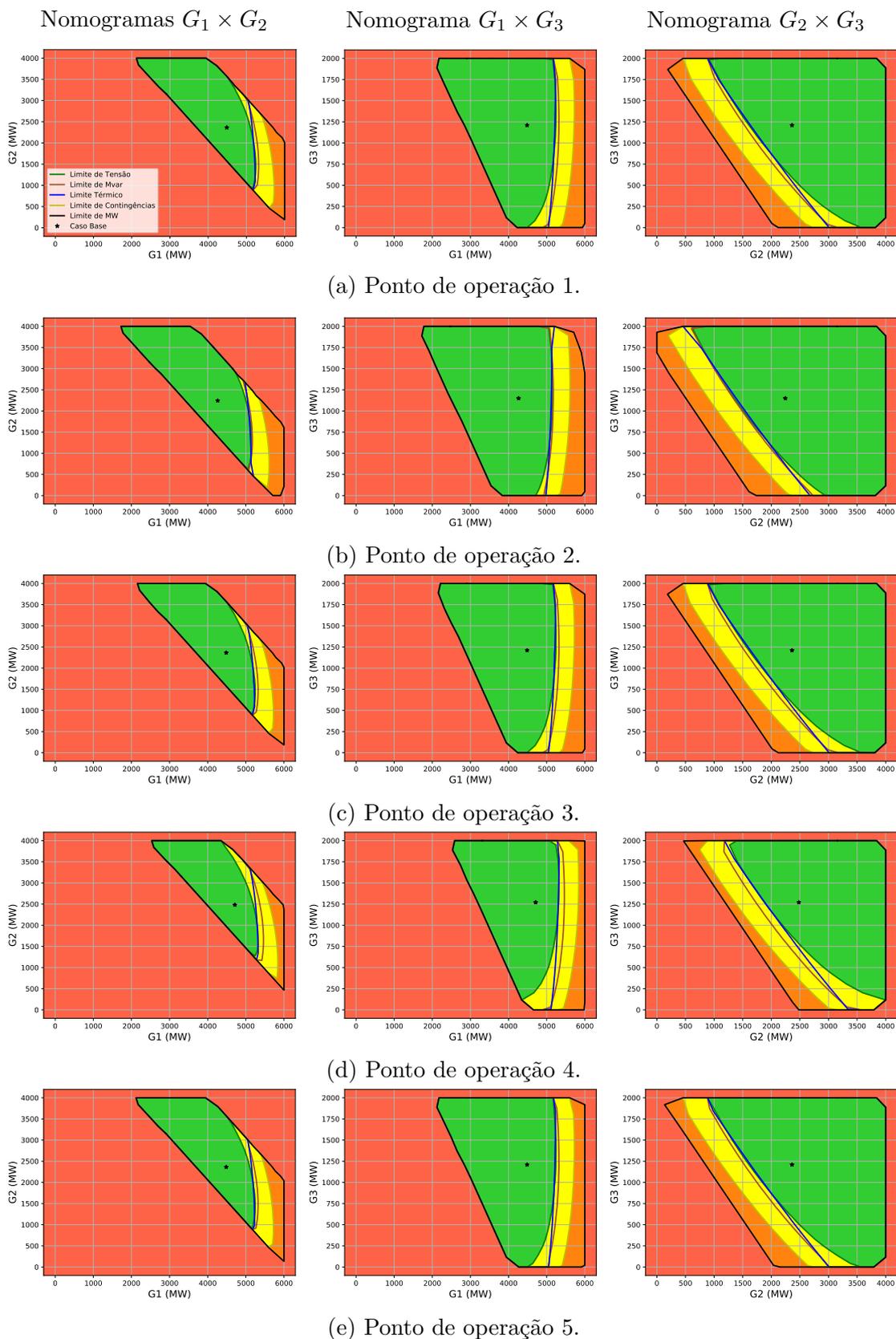
Figura 61 – Comparação entre o método convencional e o método adaptativo para construção de RSEs do sistema teste *New England*.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

violados. Entretanto, a redução das gerações desses dois grupos faz com que violações de todos os limites de segurança ocorram no segundo, terceiro e quarto quadrante. Quanto menor for a geração desses grupos, menor será a distância entre os pontos de violação e o ponto do caso base, o que é traduzido em uma menor margem de segurança.

Figura 62 – Variação dos nomogramas da RSE do sistema teste *New England* devido a aplicação das curvas de carga e geração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Com relação ao estudo de tempo computacional dos nomogramas da Figura 62, a Tabela 28 apresenta uma comparação do tempo de construção das RSEs de cada ponto de operação considerando os dois métodos, lembrando que o ponto 1 é sempre construído pelo método convencional. Além disso, também são apresentados os resultados utilizando processamento paralelo com dois e quatro processos. Todos os resultados apresentados nessa tabela foram obtidos pela média simples de três amostras de tempo. Para complementar as informações da Tabela 28 foram gerados gráficos de barras comparando os tempos computacionais, que podem ser vistos na Figura 63.

A primeira informação que pode ser extraída da Tabela 28 e da Figura 63 é que, assim como no caso do sistema 9 barras, o método adaptativo apresentou ganhos significativos em relação ao método convencional, independente do tipo de processamento adotado. As reduções no tempo computacional foram de cerca de 50% para os pontos 2, 3 e 4, enquanto o ponto 5 apresentou reduções próximas a 40%.

Os tempos de construção das RSEs pelo método convencional dos pontos 1, 3 e 5 foram bem próximos, como era de se esperar, visto que os pontos de operação apresentam as mesmas condições. Em contrapartida, o ponto de operação 2 apresentou um aumento no tempo computacional, ao passo que o ponto 4 apresentou uma redução quando utilizando o método convencional. Esses resultados vão de encontro aos que foram obtidos para o sistema 9 barras. Por outro lado, o método adaptativo, novamente, apresentou tempos de construção variados para cada ponto de operação. Esses resultados evidenciam como uma RSE que esteja sendo adaptada depende dos dados dos nomogramas do ponto de operação anterior.

Ao contrário do sistema 9 barras, em que os limites de segurança apresentaram variações significativas conforme o ponto de operação foi sendo alterado, os limites de segurança das RSEs do sistema *New England* sofreram alterações menos abruptas. Esse fato pode ser constatado ao se comparar as alterações sofridas pelo limite de tensão das RSEs de ambos os sistemas. Enquanto o limite de tensão do sistema 9 barras aumentava muito no ponto de operação 2 e chegou a ser violado no próprio caso no ponto 4, o limite de tensão do sistema *New England* foi menos alterado. Esse comportamento tem influência direta no tempo de construção da RSE pelo método adaptativo. Para o sistema 9 barras, a redução do tempo computacional variou significativamente conforme o tipo de processamento paralelo foi sendo alterado, ao passo que para o sistema *New England* as reduções no tempo se mantiveram mais ou menos constantes, conforme pode ser constatado ao se verificar a Tabela 28.

Por fim, analisando os gráficos da Figura 63, pode-se notar que os ganhos pelo método adaptativo são bastante relevantes, de acordo com o que também foi observado para o sistema 9 barras. Destaca-se que os tempos de construção pelo método adaptativo com processamento serial foram, novamente, menores do que os apresentados para o

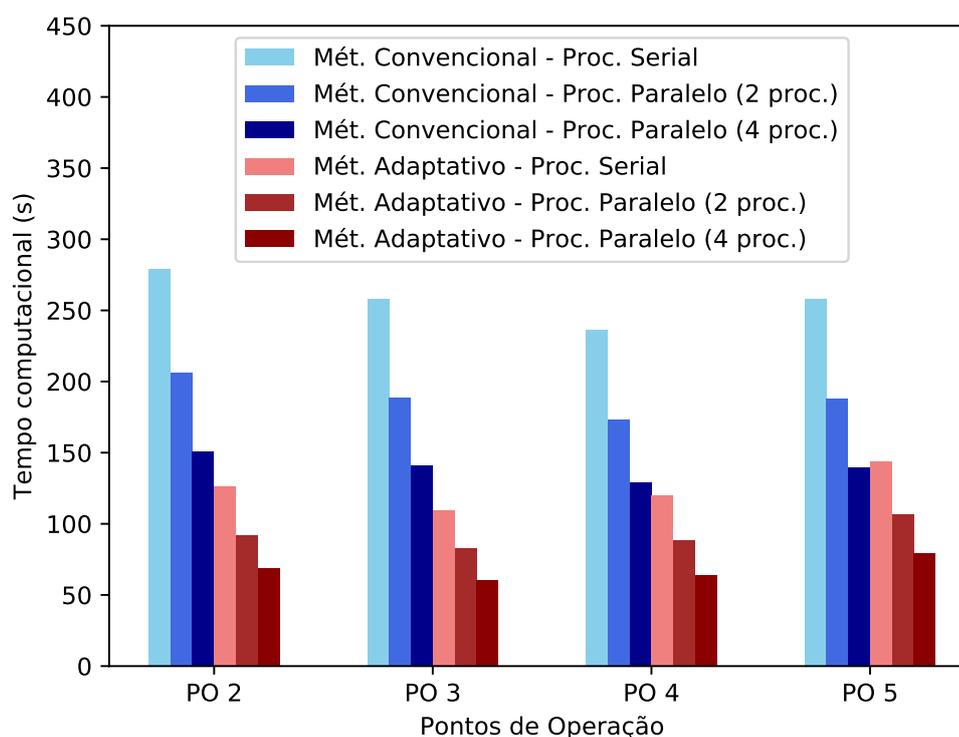
método convencional com processamento paralelo com 4 processos, sendo a única exceção o ponto de operação 5. Fazendo essa comparação, as reduções percentuais no tempo de construção das RSEs foram 75,31%, 76,68%, 72,88% e 69,24% para os pontos 2, 3, 4 e 5, respectivamente.

Tabela 28 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste *New England* pelo método convencional e pelo método adaptativo.

Método	Tipo de Processamento	Tempo de construção (s)				
		PO 1	PO 2	PO 3	PO 4	PO 5
Adaptativo	Serial	–	126,02	109,55	119,98	144,11
	Paralelo com 2 processos	–	92,11	82,93	88,67	106,56
	Paralelo com 4 processos	–	68,81	60,20	64,00	79,39
Convencional	Serial	257,99	279,01	258,14	236,02	258,13
	Paralelo com 2 processos	188,85	206,35	188,89	173,01	188,15
	Paralelo com 4 processos	141,10	150,80	141,07	128,96	139,85
Redução percentual no tempo de construção da RSE						
	Serial	–	54,83%	57,56%	49,16%	44,17%
	Paralelo com 2 processos	–	55,36%	56,10%	48,75%	43,36%
	Paralelo com 4 processos	–	54,37%	57,33%	50,37%	43,23%

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 63 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste *New England* pelo método convencional e pelo método adaptativo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## 8.4 SISTEMA TESTE IEEE NÓRDICO

O chamado sistema teste IEEE Nórdico foi apresentado inicialmente por [Cutsem et al. \(2015\)](#) como uma variação do sistema teste “Nordic32”, proposto por K. Walve em [Stubbe \(1995\)](#). Por sua vez, o sistema IEEE Nórdico tem como objetivo subsidiar estudos associados a instabilidade de tensão. Seu diagrama unifilar pode ser visto na Figura 64, onde é possível notar que um gerador fictício adicional (destacado em azul e chamado de g21) foi incorporado a topologia original desse sistema, através de um *link* de baixa impedância, para operar apenas como barra *swing* pelos motivos já citados anteriormente.

De acordo com as informações apresentadas por [Cutsem et al. \(2015\)](#), esse sistema é dividido essencialmente em quatro áreas:

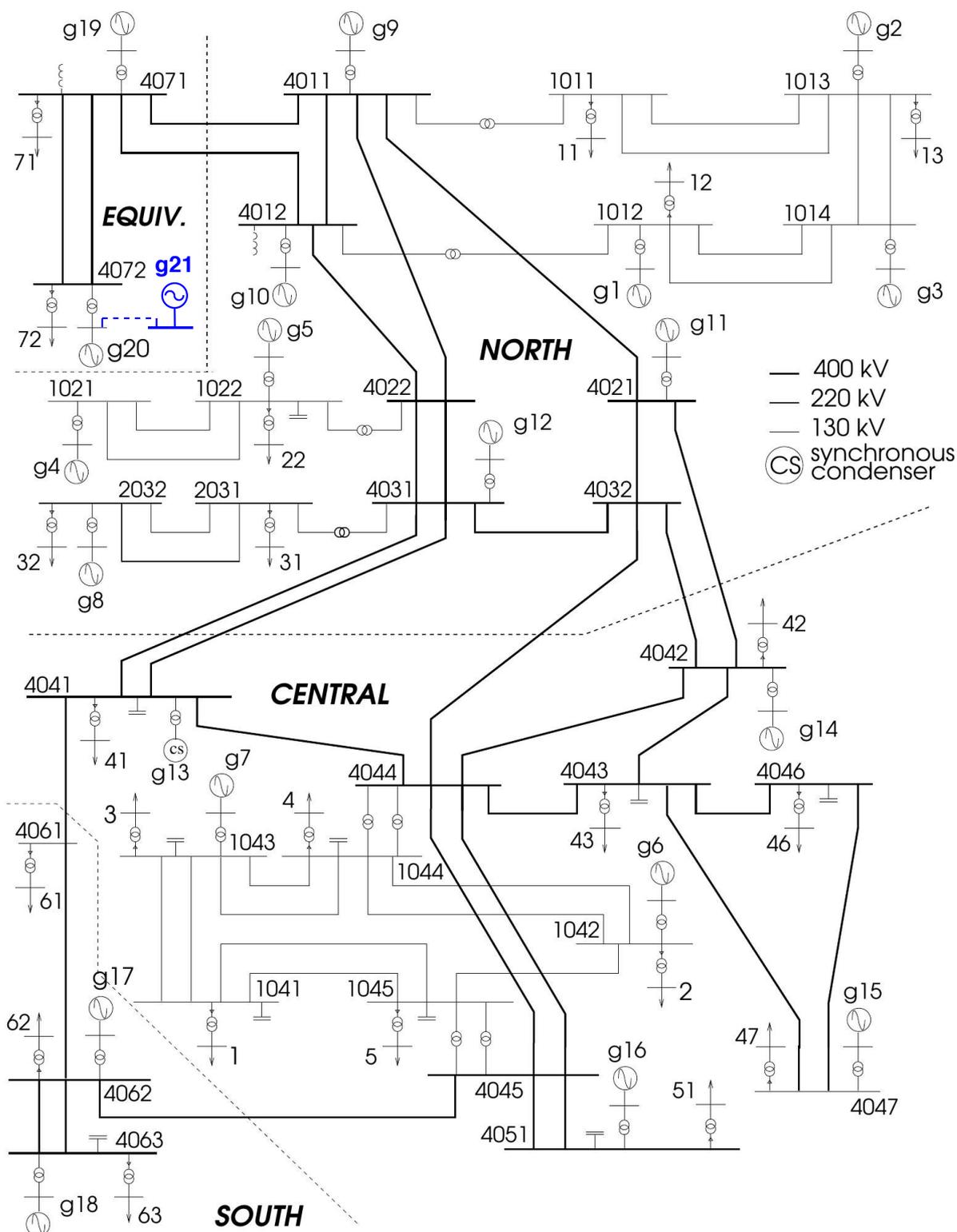
- a) **norte** – constituída por geradores hidráulicos e algumas cargas;
- b) **central** – constituída pela maior parte da carga e geradores térmicos;
- c) **equivalente** – conectada a área norte e constituída por um equivalente simples de um sistema externo (a barra *swing* do sistema se encontra nesta área);
- d) **sul** – constituída por geradores térmicos e conectada a área central.

A Tabela 29 apresenta as principais características destacadas por [Cutsem et al. \(2015\)](#) a respeito do sistema Nórdico. Vale ressaltar que o gerador fictício g21 está sendo considerado nas informações apresentadas nesta tabela. Esse sistema possui linhas de transmissão longas com tensão nominal de 400 kV conectando a área norte a área central e sul. As linhas de transmissão de 400 kV estão destacadas no diagrama unifilar da Figura 64 em linha mais espessa. A frequência do sistema (50 Hz) é controlada pelos geradores da planta hidráulica das áreas Norte e Equivalente, onde se destaca o gerador g20 por ser um gerador equivalente e por ser barra *swing* original do sistema.

Todos os geradores (com exceção do gerador g21) são conectados ao sistema através de transformadores elevadores e as 22 cargas conectadas no nível de distribuição são controladas por transformadores LTCs (*load tap changers*), apesar de que neste trabalho não é utilizado o controle de tensão pro variação automática de *tap*. É possível ainda perceber que existe um compensador síncrono conectado a barra 4041, sendo representado pelo gerador g13 na área central.

Um ponto de operação em carga pesada, onde ocorre uma grande transferência de potência da área norte para a área central é apresentado por [Cutsem et al. \(2015\)](#). Esse ponto de operação é chamado neste trabalho de ponto A e é caracterizado pela sua proximidade do limite de estabilidade de tensão. É demonstrado mais adiante, através da construção da RSE associada ao ponto A, que a aplicação de contingências de abertura

Figura 64 – Diagrama unifilar do sistema teste IEEE nórdico.



Fonte: Adaptado de [Cutsem et al. \(2015\)](#).

das linhas de transmissão que interligam a área norte com a área central faz com que os limites de segurança sejam violados no próprio ponto de operação inicial.

Tabela 29 – Principais características do sistema teste IEEE Nórdico.

Parâmetro do sistema	Quantidade
Número de barras	75
Número de barras PV	20
Número de cargas na distribuição	22
Número de circuitos	103
Número de transformadores	50

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Por outro lado, é destacado por [Cutsem \*et al.\* \(2015\)](#) que a redução de 5% da carga da área central, mantendo o fator de potência constante, faz com que o sistema se torne mais seguro do ponto de vista de estabilidade de tensão. A geração do gerador g20 foi reduzida proporcionalmente a diminuição da carga da área central a fim de manter o balanço de potência. Esse novo ponto de operação é chamado neste trabalho de ponto B.

A Tabela 30 apresenta a geração e demanda de potência ativa em cada área do sistema para os pontos de operação A e B.

Tabela 30 – Geração e demanda de potência ativa em dois pontos de operação do sistema teste IEEE Nórdico.

Área	Ponto de Operação A		Ponto de Operação B	
	Geração (MW)	Carga (MW)	Geração (MW)	Carga (MW)
Norte	4628,5	1180,0	4628,5	1180,0
Central	2850,0	6190,0	2850,0	5880,5
Sul	1590,0	1390,0	1590,0	1390,0
Equivalente	2437,4	2300,0	2127,9	2300,0
<b>Total</b>	<b>11505,9</b>	<b>11060,0</b>	<b>11196,4</b>	<b>10750,5</b>

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### 8.4.1 Definição dos parâmetros construtivos

A divisão dos três grupos de geração para construção da RSE do sistema Nórdico pode ser vista na Tabela 31. Este sistema é utilizado para demonstrar como os cenários de transferência de geração entre regiões podem ser explorados quando as áreas do sistema estão bem definidas. Logo, deseja-se avaliar o processo de transferência de geração entre a área norte, caracterizada pela alta geração, e as áreas central e sul, caracterizadas pela concentração de cargas. Dessa forma, o grupo de geração 2 foi definido a partir dos

geradores da área norte e o grupo 3 pelos geradores das áreas central e sul. Já o grupo de geração 1, que é o grupo de referência, foi definido pelos geradores g19 e g20 da área equivalente. É importante enfatizar que o compensador síncrono (gerador g13) não participa de nenhum dos três grupos.

A divisão dos grupos da Tabela 31 é adotada para os pontos de operação A e B. Além disso, a Tabela 31 também apresenta as gerações de potência ativa mínimas e máximas dos três grupos de geração, e também as gerações dos pontos A e B no caso base ( $P_{G,A}$  e  $P_{G,B}$ , respectivamente). Pode-se notar que a única diferença entre os valores de  $P_{G,A}$  e  $P_{G,B}$  para os três grupos, ocorre para o grupo 1 devido a redução da geração do gerador g20.

Tabela 31 – Divisão dos grupos de geração do sistema teste IEEE Nórdico.

Grupo de Geração	Áreas	Geradores	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_{G,A}$ (MW)	$P_{G,B}$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)
G1	Equivalente	g19, g20	0,0	2437,4	2127,9	5000,0
G2	Norte	g1, g2, g3, g4, g5, g8, g9, g10, g11, g12	0,0	4628,5	4628,5	6250,0
G3	Central + Sul	g6, g7, g14, g15, g16, g17, g18	0,0	4440,0	4440,0	5000,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

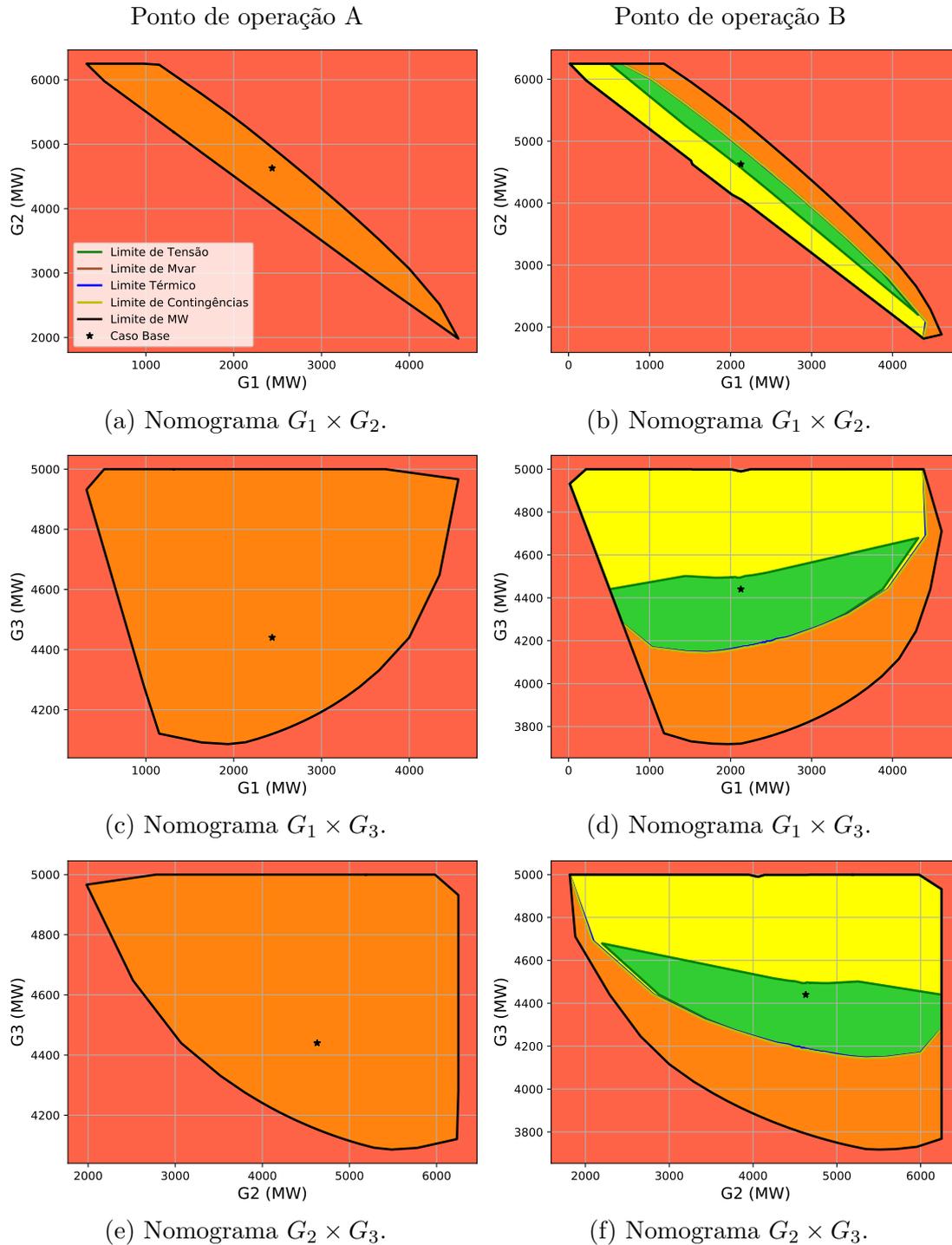
Em relação a lista de contingências, foram adotadas as aberturas das linhas de transmissão que interligam as áreas norte e central, com exceção do circuito 2 da linha 4031-4041. Portanto, a lista de contingência (Tabela 58 do Anexo C) utilizada durante o processo de construção da RSE do sistema Nórdico é a seguinte: 4031-4041-1, 4032-4044-1, 4032-4042-1 e 4021-4042-1. Essa escolha foi feita com o objetivo de explorar a segurança do sistema quando os circuitos que transferem potência para a área Central estejam desabilitados.

## 8.4.2 Estudos

### 8.4.2.1 Região de segurança estática convencional

Os três nomogramas das RSEs do sistema Nórdico para os pontos de operação A e B podem ser vistos através da Figura 65. Ambas as RSEs foram construídas com 64 direções, passo de transferência de geração de 1% e fator de redução de passo igual a 10. Vale ressaltar, que as monitorações de tensão, de geração de reativo e de fluxo, utilizadas para identificar os limites de tensão, de Mvar e térmico, respectivamente, foram realizadas considerando as tolerâncias de monitoração iguais a 0,5% (constantes TLMT, TLMG e TLMF iguais 0,5%).

Figura 65 – RSEs do sistema teste IEEE Nórdico.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Comparando os nomogramas, fica evidente que todos os limites de segurança, com exceção do limite de MW, são violados no caso base do ponto A, enquanto o ponto B, menos carregado, apresenta maiores margens de segurança. Como foi citado anteriormente, o caso base do ponto A é caracterizado por uma alta transferência de potência da área

norte para a área central, e a segurança do sistema se torna comprometida na ocorrência do desligamento de pelo menos uma das linhas de transmissão que interliga as duas áreas.

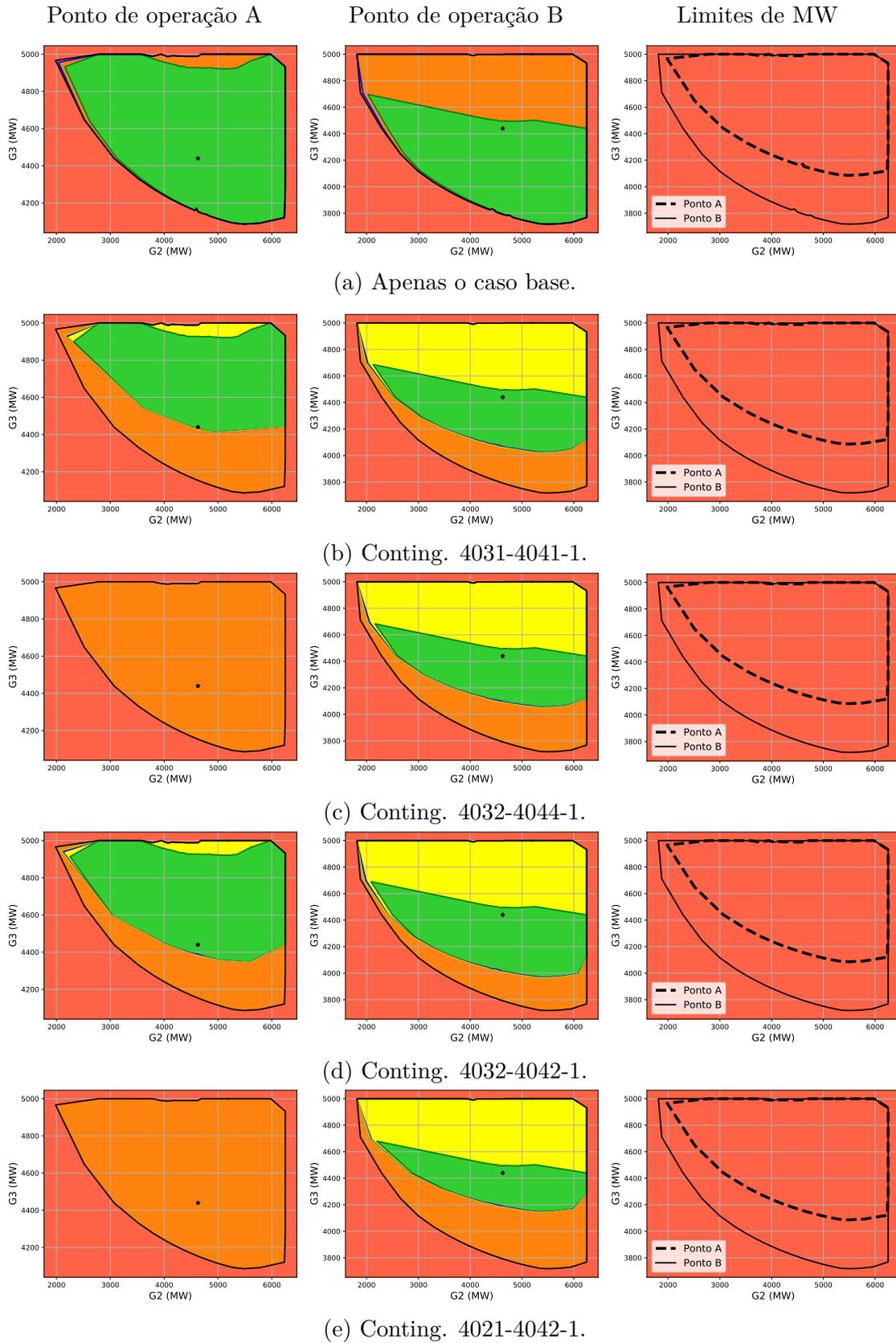
Outro fato interessante de ser notado, é o aspecto curvado em algumas partes do limite de MW em todos os nomogramas da Figura 65. Conforme dito anteriormente, essa é uma característica que indica que houveram direções em que o processo de transferência de geração foi interrompido devido a identificação do ponto de colapso de tensão, e não por conta de um dos grupos de geração ter atingido seu limite mínimo ou máximo. Por outro lado, as partes do limite de MW com aspecto retilíneo são característicos das direções em que o processo de transferência de geração foi interrompido porque um grupo chegou a um de seus limites. Mais adiante são apresentadas maiores informações obtidas pelos relatórios de saída sobre o limite de MW.

A Figura 66 apresenta uma comparação dos nomogramas  $G_2 \times G_3$  das RSEs dos pontos A e B, onde foi realizado um estudo para verificar o efeito de cada uma das contingências de abertura das linhas que interligam a área norte e área central. A Figura 66a contém os nomogramas construídos sem utilização de nenhuma contingência, ou seja, as violações apresentadas são sempre identificadas no caso base. Já as Figuras 66b, 66c, 66d e 66e apresentam os nomogramas gerados considerando as contingências individualmente. Os parâmetros de construção foram os mesmos definidos no início desta seção. Além dos nomogramas  $G_2 \times G_3$ , também é apresentada uma comparação entre os limites de MW do ponto A e do ponto B para cada um dos casos, com o objetivo de demonstrar o impacto causado pela alteração das condições de operação no limite de MW do RSE do sistema.

Pode-se notar que os limites de segurança das RSEs apresentadas na Figura 65 são definidos pelas interseções entre os respectivos limites de cada um dos casos apresentados na Figura 66. Ou seja, o nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 65e é exatamente o mesmo dos apresentados nas Figuras 66c e 66e para o ponto A, uma vez que os limites de segurança para as contingências 4032-4044-1 e 4021-4042-1 são as mais restritivas para o sistema nesse ponto de operação. Em contrapartida, para o ponto de operação B, pode-se observar que o nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 65 é bastante semelhante ao da Figura 66e, que é o caso de contingência com as maiores restrições para os limites de segurança.

Com relação a comparação dos limites de MW, chega-se a duas conclusões: (i) como era de se esperar, o limite de MW não sofre influência da aplicação de contingências, se mantendo inalterado independente de qual contingência foi aplicada; e (ii) o ponto de operação B possui uma margem de segurança consideravelmente maior para o limite de MW em relação ao ponto A. Isso comprova que o ponto B realmente é mais seguro do ponto de vista de estabilidade de tensão, uma vez que o aumento da margem de segurança para as direções que apresentaram diferenças se deu por conta do ponto de colapso de tensão se tornar mais “distante” do ponto de operação do caso base.

Figura 66 – Comparação entre os nomogramas  $G_2 \times G_3$  das RSEs dos pontos A e B do sistema teste IEEE Nórdico para cada caso de contingência.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Outra questão que deve ser levada em consideração a respeito da RSE do sistema Nórdico está relacionada as pequenas inconsistências que podem aparecer em alguns pontos dos limites de segurança dos nomogramas. Essas inconsistências, caracterizadas por tornarem algumas regiões dos limites segurança “dentadas”, está diretamente associada a convergência do fluxo de potência nesses pontos. Como o sistema Nórdico apresenta uma maior complexidade que os sistemas *New England* e 9 barras, além de pontos de operação com alto carregamento, podem ocorrer casos em que o fluxo de potência não atinge a convergência final devido as condições iniciais do ponto de operação não estarem bem definidas, levando a um resultado gráfico com inconsistências.

Como o ponto de operação B apresenta maiores margens de segurança para o sistema Nórdico e, conseqüentemente, proporciona uma melhor visualização dos limites de segurança, ele foi tomado como ponto de operação base para os estudos subsequentes. A utilização do ponto de operação A proporciona apenas a visualização do limite de MW, tornando as análises pouco abrangentes para explorar o total potencial proporcionado por uma RSE.

A Tabela 32 apresenta os resultados do estudo de tempo computacional do processo de construção da RSE do sistema Nórdico operando no ponto B. Em comparação com os outros dois sistemas, pode-se notar que o tempo computacional demandado para a construção da RSE do sistema Nórdico é bem maior e isso é justificado pela maior complexidade do sistema. Contudo, o mesmo comportamento de aumento linear no tempo de construção pode ser observado ao se elevar o número de direções. A Figura 67 apresenta os resultados da Tabela 32 graficamente.

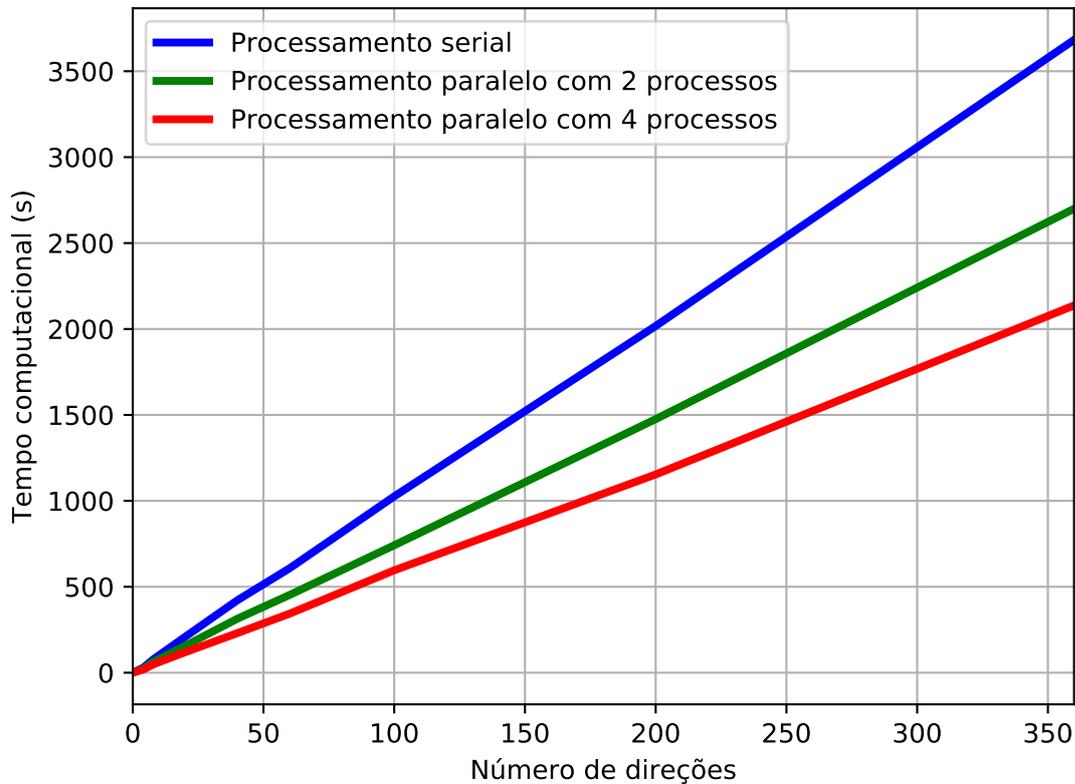
Tabela 32 – Comparação do tempo de construção da RSE do sistema teste IEEE Nórdico.

$N_D$	Processamento serial – T(1) (s)	Processamento paralelo					
		T(2) (s)	Red. T(2)	T(1)/T(2)	T(4) (s)	Red. T(4)	T(1)/T(4)
4	28,79	23,55	18,18%	1,22	18,11	37,08%	1,59
8	79,38	64,45	18,80%	1,23	49,52	37,61%	1,60
20	208,36	156,17	25,05%	1,33	118,76	43,00%	1,75
40	421,33	313,94	25,49%	1,34	230,18	45,37%	1,83
60	607,77	452,41	25,56%	1,34	343,59	43,47%	1,77
100	1025,97	741,55	27,72%	1,38	595,85	41,92%	1,72
200	2017,38	1475,46	26,86%	1,37	1153,71	42,81%	1,75
360	3682,25	2699,69	26,68%	1,36	2136,89	41,97%	1,72

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Em relação a redução percentual do tempo de construção devido a aplicação do processamento paralelo, foi obtida uma média de 24,29% com a utilização de dois processos e 41,65% com quatro processos. Já o fator de aceleração para dois processos foi, em média, igual a 1,32 e para quatro processos igual a 1,72. Pode-se notar que esses ganhos

Figura 67 – Variação do tempo computacional na construção da RSE do sistema teste IEEE Nórdico.



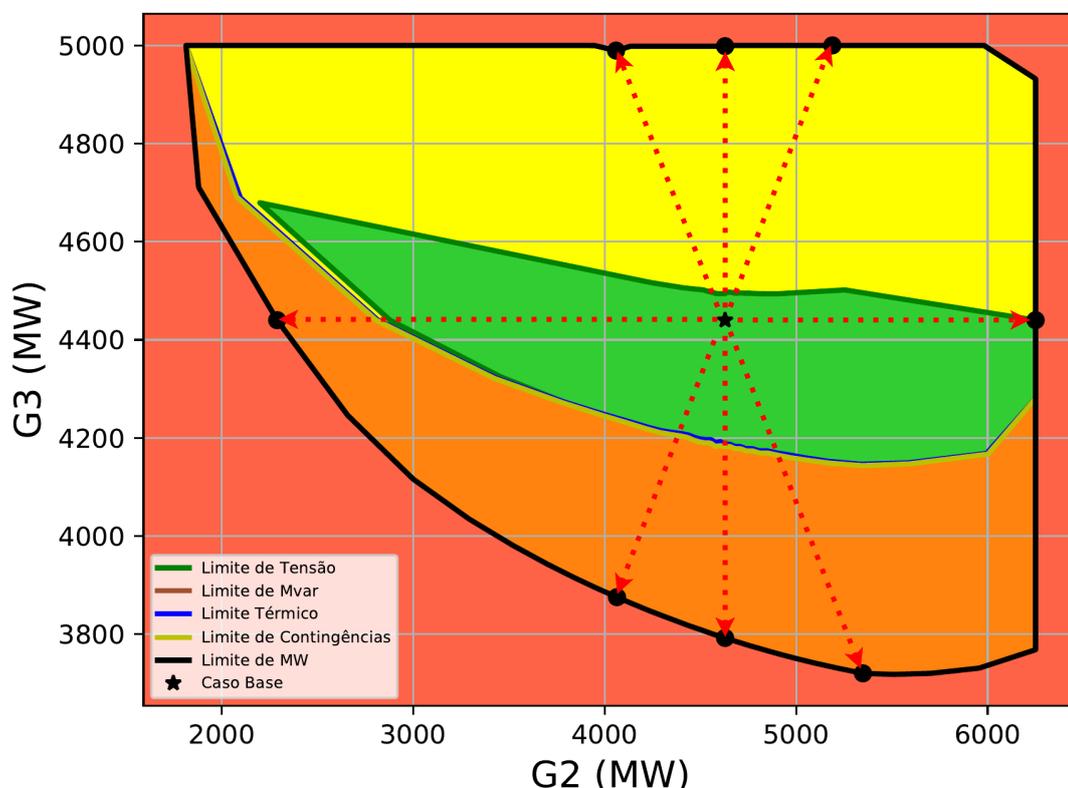
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

foram relativamente menores ao compará-los com os resultados obtidos para os outros dois sistemas teste.

A Figura 68 traz, novamente, o nomograma  $G_2 \times G_3$  da RSE do sistema Nórdico para o ponto de operação B, onde as direções referentes aos ângulos  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $225^\circ$ ,  $270^\circ$ ,  $315^\circ$  e  $360^\circ$  estão destacadas em vermelho. Salienta-se que por conta da escala dos eixos do nomograma, os ângulos das direções destacadas foram distorcidos. Semelhantemente ao que foi feito para os outros sistemas, esta figura é utilizada como referência para as análises dos limites de segurança em conjunto com as Tabelas 33 a 35.

A Tabela 33 apresenta a avaliação do limite de MW para as direções destacadas na Figura 68. A informação que mais chama atenção, é justamente o critério de parada para as oito direções de transferência de geração, onde quatro delas (direções 25, 33, 41 e 49) tiveram o processo interrompido por conta de um caso de fluxo de potência divergente ou não convergente. É interessante notar no nomograma da Figura 68 que todos os pontos dessas quatro direções no limite de MW estão em regiões em que este limite apresenta um formato arredondado, ao passo que os pontos referentes as outras quatro direções estão em regiões onde o limite é retilíneo.

Figura 68 – Nomograma  $G_2 \times G_3$  do RSE do sistema teste IEEE Nórdico com direções de transferência de geração destacadas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Analisando o limite de MW em cada quadrante individualmente, é possível perceber algumas características do sistema Nórdico. Nota-se no primeiro quadrante, onde ocorre o aumento da geração de potência ativa dos grupos  $G_2$  e  $G_3$ , que o processo de transferência de geração só é interrompido quando um dos grupos de geração atinge seu limite. Já no segundo quadrante, onde geração do grupo  $G_2$  diminui e a geração do grupo  $G_3$  aumenta, esse comportamento continua até a direção em que a geração do grupo  $G_2$  fica em cerca de 1800,0 MW, e a partir dessa direção o fluxo de potência do caso base passa a não ter mais solução, caracterizando um ponto de colapso de tensão. No terceiro quadrante, onde as gerações dos grupos  $G_2$  e  $G_3$  são ambas reduzidas, o processo de transferência de geração em todas as direções é interrompido por conta da inexistência de solução do fluxo de potência, uma vez que o deficit de geração é compensado pelo grupo  $G_1$ , que é referente aos geradores da área Equivalente. Por fim, no quarto quadrante, onde a geração do grupo  $G_2$  é aumentada e a do grupo  $G_3$  é reduzida, o processo continua sendo interrompido pela inexistência da solução do fluxo de potência até o ponto em que o critério de parada volta a ser a identificação do limite máximo ou mínimo de algum grupo, no ponto em que geração do grupo  $G_2$  é cerca de 6200,0 MW e do grupo  $G_3$  cerca de 3700,0 MW.

Tabela 33 – Avaliação do limite de MW do sistema teste IEEE Nórdico.

Dir.	Ângulo	Critério de parada	Distância do C.B. (MW)	$G_1 \setminus G_2 \setminus G_3$				
				$P_{G,MIN}$	$P_G$ (MW)	$P_{G,MAX}$	Região	FPG
1	45°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	1371,71	0,00	1008,01	5000,00	RIMP	1,000
				0,00	5188,50	6250,00	REXP	0,500
				0,00	5000,00	5000,00	REXP	0,500
9	90°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	820,59	0,00	1526,67	5000,00	RIMP	1,000
				0,00	4628,50	6250,00	—	0,000
				0,00	4998,37	5000,00	REXP	1,000
17	135°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	791,17	0,00	2128,00	5000,00	—	0,000
				0,00	4059,19	6250,00	RIMP	1,000
				0,00	4989,41	5000,00	REXP	1,000
25	180°	Caso diverg. ou não converg.	3219,02	0,00	4404,19	5000,00	REXP	1,000
				0,00	2352,31	6250,00	RIMP	1,000
				0,00	4440,00	5000,00	—	0,000
33	225°	Caso diverg. ou não converg.	1382,77	0,00	3257,03	5000,00	REXP	1,000
				0,00	4063,99	6250,00	RIMP	0,500
				0,00	3875,49	5000,00	RIMP	0,500
41	270°	Caso diverg. ou não converg.	915,96	0,00	2775,68	5000,00	REXP	1,000
				0,00	4628,50	6250,00	—	0,000
				0,00	3792,31	5000,00	RIMP	1,000
49	315°	Caso diverg. ou não converg.	1018,00	0,00	2128,00	5000,00	—	0,000
				0,00	5348,33	6250,00	REXP	1,000
				0,00	3720,16	5000,00	RIMP	1,000
57	360°	Grupo atingiu $P_{G,MAX}$	2293,11	0,00	506,52	5000,00	RIMP	1,000
				0,00	6249,97	6250,00	REXP	1,000
				0,00	4440,00	5000,00	—	0,000

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 34 apresenta a avaliação do limite de contingências para o sistema Nórdico. Pode-se perceber, com o auxílio da Figura 68, que quatro direções (direções 25, 33, 41 e 49) apresentaram violações para este limite de segurança, sendo todos esse casos em consequência da abertura da linha de transmissão 4021-4042-1. As violações estão destacadas em vermelho na Tabela 34. As outras quatro direções (direções 1, 9, 17 e 57) não apresentaram violações e são coincidentes com os respectivos pontos do limite de MW, e essas informações podem ser confirmadas graficamente e ao se comparar as gerações de potência ativa de cada um dos três grupos entre as Tabelas 33 e 34.

Finalmente, a Tabela 35 apresenta a avaliação do limite de tensão, que tem sua área preenchida em verde na Figura 68. O limite de tensão é bem mais restritivo que o limite de contingências, possuindo quatro direções com pontos coincidentes com esse limite (direções 33, 41, 49 e 57), e um ponto que tem sua tensão violada pouco antes do limite de contingências (direção 25) na contingência de abertura da linha 4021-4042-1. Já para as direções 1, 9 e 17, o aumento da geração do grupo  $G_3$  faz com que o limite de tensão seja violado no próprio caso base pouco depois do ponto de operação inicial. Essas informações demonstram que as contingências de abertura das linhas que interligam as áreas norte e central se tornaram bem menos severas para o ponto de operação B do que para o ponto

de operação A, que apresenta tais violações no próprio ponto de operação inicial.

Tabela 34 – Avaliação do limite de contingências do sistema teste IEEE Nórdico.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Distância do C.B. (MW)	Identificação da contingência	Violação?
1	45°	1008,01	5188,50	5000,00	1371,71	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Não
9	90°	1526,67	4628,50	4998,37	820,59	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Não
17	135°	2128,00	4059,19	4989,41	791,17	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Não
25	180°	3950,77	2805,73	4440,00	2577,78	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Sim
33	225°	2599,56	4392,72	4204,22	577,54	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Sim
41	270°	2385,52	4628,50	4182,48	364,19	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Sim
49	315°	2128,00	4903,78	4164,72	389,30	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Sim
57	360°	506,52	6249,97	4440,00	2293,11	LT-4031-4041-1 LT-4032-4044-1 LT-4032-4042-1 LT-4021-4042-1	Não Não Não Não

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Já em relação ao limite de Mvar e ao limite térmico, suas tabelas foram omitidas, uma vez que tais limites são coincidentes com o limite de contingências. Ou seja, nenhuma violação foi identificada para esses dois limites em nenhum ponto de operação na região do limite de contingências. Mais uma vez, esse fato demonstra que o ponto de operação B possui maiores margens de segurança do que o ponto A. Entretanto, vale novamente ressaltar que foi adotada uma tolerância de 0,5% nas monitorações dos limites de tensão, de Mvar e térmico, e, portanto, podem ocorrer pequenas alterações nesses limites ao se adotar uma tolerância igual a zero.

Tabela 35 – Avaliação do limite de tensão do sistema teste IEEE Nórdico.

Dir.	Ângulo	$P_{G1}$ (MW)	$P_{G2}$ (MW)	$P_{G3}$ (MW)	Dist. do C.B. (MW)	Id. da conting.	Nº Viol.	Índ. de severid.	Barras com viol.
1	45°	2017,34	4683,83	4495,33	135,53	Caso base	1	0,25004	4032
						LT-4031-4041-1	-	-	-
						LT-4032-4044-1	-	-	-
						LT-4032-4042-1	-	-	-
						LT-4021-4042-1	-	-	-
9	90°	2073,95	4628,50	4494,05	76,44	Caso base	1	0,27639	4032
						LT-4031-4041-1	-	-	-
						LT-4032-4044-1	-	-	-
						LT-4032-4042-1	-	-	-
						LT-4021-4042-1	-	-	-
17	135°	2128,00	4572,96	4495,54	78,55	Caso base	1	0,25284	4032
						LT-4031-4041-1	-	-	-
						LT-4032-4044-1	-	-	-
						LT-4032-4042-1	-	-	-
						LT-4021-4042-1	-	-	-
25	180°	3878,22	2878,28	4440,00	2475,19	Caso base	0	-	-
						LT-4031-4041-1	0	-	-
						LT-4032-4044-1	0	-	-
						LT-4032-4042-1	0	-	-
						LT-4021-4042-1	1	0,29015	4022
33	225°	2590,49	4397,25	4208,75	566,44	Caso base	0	-	-
						LT-4031-4041-1	0	-	-
						LT-4032-4044-1	0	-	-
						LT-4032-4042-1	0	-	-
						LT-4021-4042-1	0	-	-
41	270°	2381,08	4628,50	4186,92	357,91	Caso base	0	-	-
						LT-4031-4041-1	0	-	-
						LT-4032-4044-1	0	-	-
						LT-4032-4042-1	0	-	-
						LT-4021-4042-1	0	-	-
49	315°	2128,00	4899,34	4169,16	383,03	Caso base	0	-	-
						LT-4031-4041-1	0	-	-
						LT-4032-4044-1	0	-	-
						LT-4032-4042-1	0	-	-
						LT-4021-4042-1	0	-	-
57	360°	506,52	6249,97	4440,00	2293,11	Caso base	0	-	-
						LT-4031-4041-1	0	-	-
						LT-4032-4044-1	0	-	-
						LT-4032-4042-1	0	-	-
						LT-4021-4042-1	0	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### 8.4.2.2 Região de segurança estática com monitoração de perdas

Os três nomogramas da RSE com monitoração de perdas do sistema Nórdico para o ponto de operação B podem ser vistos na Figura 69. Foi adotado um limite percentual de perdas igual a 4%, que proporciona uma boa visualização do mapa de calor e dos demais limites de segurança. A RSE foi construída considerando 360 direções, passo de transferência de geração de 1% e fator de redução de passo igual a 10. De acordo com o que foi demonstrado para os outros sistemas teste, o tempo de construção de uma RSE

com monitoração de perdas é pouco maior do que uma RSE sem essa monitoração, e para não tornar os estudos do sistema Nórdico demasiadamente longos, não são apresentados resultados de um estudo de tempo computacional para este caso.

Pode-se observar que as perdas do sistema no ponto de operação inicial são de cerca de 3,0% da geração total do sistema. Essa informação foi verificada pela solução do caso de fluxo de potência no ponto de operação do caso base e é confirmada pelo mapa de calor para perdas. Contudo, pela escala do mapa de calor para perdas da RSE é possível perceber que o sistema não se encontra em um ponto de operação com os menores percentuais de perdas possíveis.

Para que o sistema opere na região com os menores percentuais de perdas, analisando o nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 69c, é necessário que seu perfil de geração seja modificado de forma a aumentar a geração do grupo  $G_3$ , podendo levar o sistema a percentuais de perda inferiores a 2,25%. Entretanto, pode-se perceber que o aumento da geração do grupo  $G_3$  faz com que o limite de tensão seja violado.

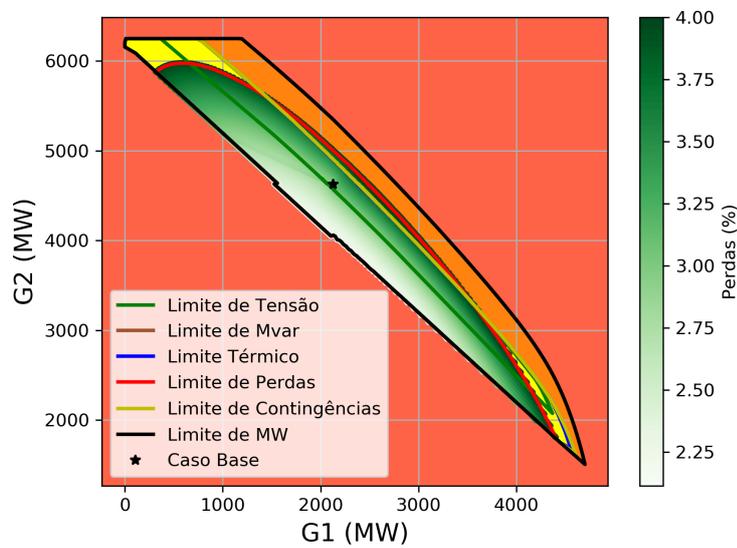
Como conclusão, pode-se dizer que o ponto mais seguro da RSE da Figura 69 seria um ponto mais central e o mais distante possível de todos os limites de segurança em todas direções. Esse ponto pode ser alcançado com uma pequena redução da geração do grupo  $G_3$ , porém observa-se, com o auxílio do mapa de calor, que as perdas do sistema serão aumentadas na medida que o sistema migra para tal ponto de operação. Logo, conclui-se que o ponto mais seguro nem sempre é aquele com as menores perdas.

Com relação a qualidade gráfica do mapa de calor para perdas, pode-se notar que existem espaçamentos entre direções que não foram preenchidos. Esse fato é justificado pelo limite de perdas possuir uma margem considerável em relação ao ponto inicial do caso base. Apesar da utilização de um alto número de direções no processo construtivo, quanto mais distante um ponto de um limite de segurança está do caso base maior será a distância entre seus pontos adjacentes. Um maior número de direções poderia ter sido utilizado para o preenchimento das lacunas, porém foi optado manter o padrão de 360 direção para demonstrar a necessidade de implementação de uma técnica de interpolação entre pontos de direções distintas e, assim, garantir que um número reduzido de direções possa ser adotado sem que haja redução da qualidade gráfica.

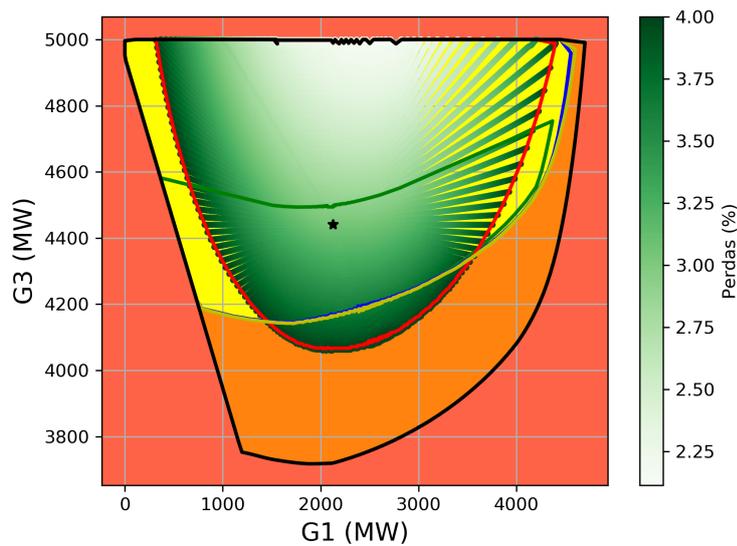
#### 8.4.2.3 *Região de segurança estática com aplicação do controle secundário de tensão*

No Capítulo 7 foi introduzido o conceito de utilização de áreas de controle de tensão que coincidam com os grupos de geração de uma RSE. O sistema Nórdico foi utilizado para aplicação desse conceito, uma vez que as áreas norte e central/sul, que correspondem, respectivamente, aos grupos  $G_2$  e  $G_3$ , podem ser utilizadas como áreas de controle de tensão, a fim de permitir uma melhora no perfil da região segura do limite de tensão.

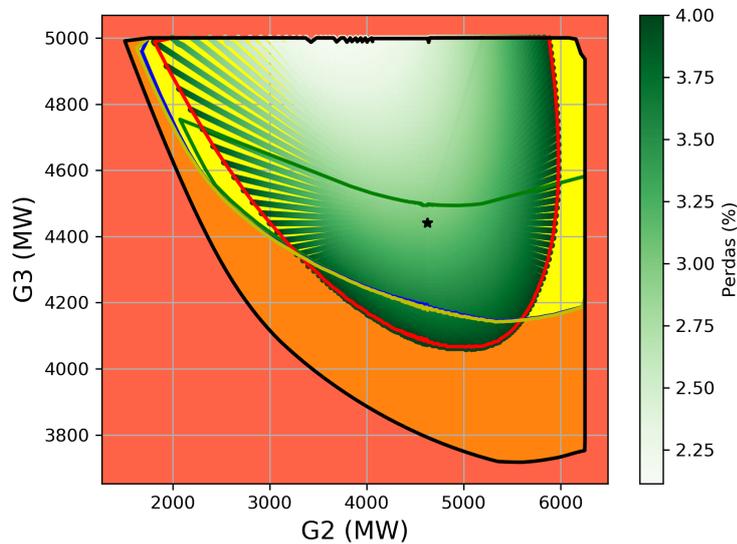
Figura 69 – RSE com monitoração de perdas do sistema teste IEEE Nórdico.



(a) Nomograma  $G_1 \times G_2$ .



(b) Nomograma  $G_1 \times G_3$ .



(c) Nomograma  $G_2 \times G_3$ .

O ponto de operação B foi adotado como base para este estudo, sendo que os nomogramas de sua RSE construída sem a aplicação do CST podem ser vistos na Figura 65. Vale lembrar que o ponto de operação inicial do caso base do ponto B está muito próximo de violar seu limite de tensão, um pequeno aumento na geração do grupo  $G_3$  ocasiona em uma violação desse limite. Por esse motivo, seria interessante que a margem de segurança do limite de tensão fosse aumentada para esses casos, garantindo uma maior flexibilidade para que o sistema pudesse operar sem que houvessem violações das tensões nas barras.

O primeiro passo para aplicação do CST no processo de construção da RSE foi a avaliação das barras candidatas a barra piloto. Esse procedimento foi feito de acordo com o que foi descrito na Subseção 7.2.2, onde a seleção das barras piloto, neste trabalho, se baseia na escolha de barras com maior potência de curto-circuito. Foi então construída a Matriz Impedância Nodal ( $\mathbf{Z}_{barra}$ ) para o sistema Nórdico e os elementos da diagonal principal, referentes as barras do sistema, foram ranqueados do menor para o maior valor. A Tabela 36 apresenta os dez primeiros elementos da lista.

Tabela 36 – Barras candidatas a barra piloto do sistema teste IEEE Nórdico.

Barra $k$	Área	$Z_{kk}$ (p.u.)
4	Central	0,001974
4046	Central	0,002402
41	Central	0,002571
43	Central	0,002763
2031	Norte	0,003031
1045	Central	0,003259
4021	Norte	0,003751
4047	Central	0,003760
42	Central	0,003958
4022	Norte	0,004306

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A barra 4, da área central, foi a primeira candidata a barra piloto segundo os conceitos expostos. Entretanto, por se tratar de uma barra com baixo nível de tensão nominal, optou-se pela barra 4046, que está conectada a 400 kV de tensão nominal. Por sua vez, a barra 4046, também da área central, foi selecionada como barra piloto para o grupo  $G_3$ .

Através do programa ANAREDE, foi realizada uma análise de sensibilidade de tensão de forma a determinar quais geradores teriam maior influência no controle da tensão da barra 4046 através de suas gerações de potência reativa. Foram selecionados os cinco geradores com maior sensibilidade, todos da área central. A Tabela 37 apresenta

a identificação desses geradores e seus fatores de participação normalizados. Esses cinco geradores foram utilizados no CST para controlar a tensão da barra 4046 durante o processo de construção da RSE. Destaca-se que o compensador síncrono (g13), apesar de não estar incluído no grupo de geração  $G_3$ , também faz parte da área central.

Tabela 37 – Geradores com maior sensibilidade para controlar a tensão da barra 4046.

Nome do Gerador	Número da Barra	Fator de Participação
g15	115	50,1%
g14	114	22,2%
g16	116	12,5%
g13	113	8,9%
g7	107	6,2%

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

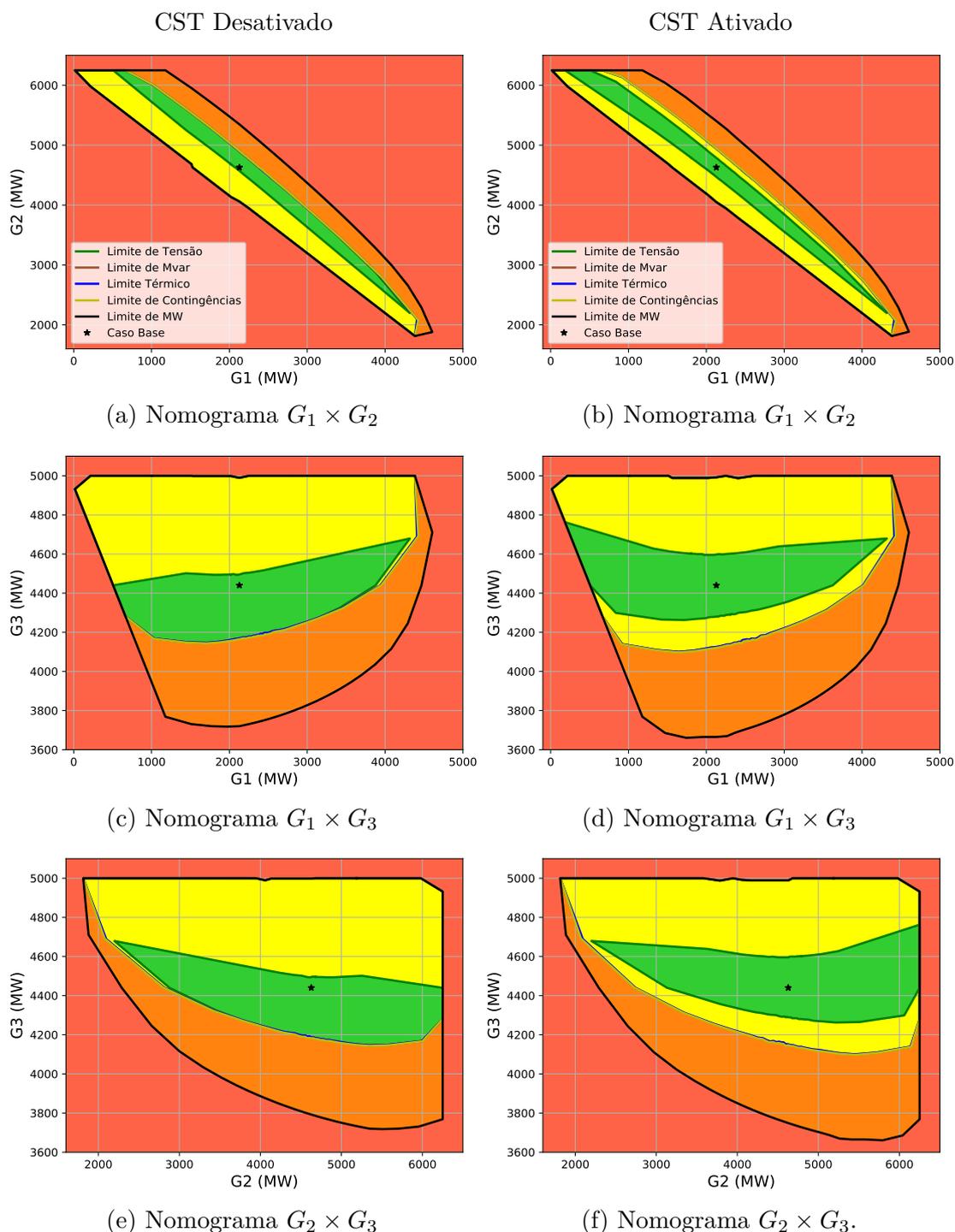
Com relação a barra piloto para o grupo  $G_2$ , e conseqüentemente para a área norte, foram consideradas as barras 2031, 4021 e 4022 mostradas na Tabela 36. Contudo, após a análise de sensibilidade de tensão dessas barras, constatou-se uma forte influência de geradores da área central. Foi verificado que para a RSE do sistema Nórdico no ponto de operação B, a utilização do CST para essas barras em conjunto com a barra 4046 não trariam benefícios para o limite de tensão. Portanto, foi decidido adotar apenas o CST considerando a barra 4046 como barra piloto.

A Figura 70 apresenta uma comparação entre os nomogramas da RSE no ponto B, com e sem a aplicação do CST. Os nomogramas da esquerda são referentes a RSE construída sem a ativação do CST na barra 4046, ao passo que os nomogramas da direita foram gerados com o CST ativo. A tensão de referência da barra piloto para essa simulação foi 1,050 p.u.. O valor da tensão da barra 4046 no fluxo de potência convergido sem a aplicação do CST é igual 1,070 p.u., contudo é mostrado mais a frente que com esse valor de tensão como referência o resultado obtido é pior do que a não utilização do CST.

Pode-se observar que a aplicação do CST faz com que a região segura em relação ao limite de tensão seja ampliada em torno do ponto de operação do caso base, aumentando a segurança do sistema. Analisando o nomograma  $G_2 \times G_3$  da Figura 70f, percebe-se que ao mesmo tempo em que houve um aumento da margem de segurança acima do ponto de operação do caso base (aumento da geração do grupo  $G_3$ ), houve uma redução da margem abaixo desse ponto (redução da geração do grupo  $G_3$ ).

Antes da aplicação do CST, quando se aumentava a geração do grupo  $G_3$  ocorria uma violação na tensão da 4032 no próprio caso base. Após a aplicação do CST a barra 4041 passou a ter sua tensão violada quando a geração do grupo  $G_3$  é aumentada, enquanto a barra 115 tem sua tensão violada quando a geração do grupo  $G_3$  é reduzida.

Figura 70 – Comparação entre os nomogramas da RSE do sistema teste IEEE Nórdico com e sem a aplicação do CST.



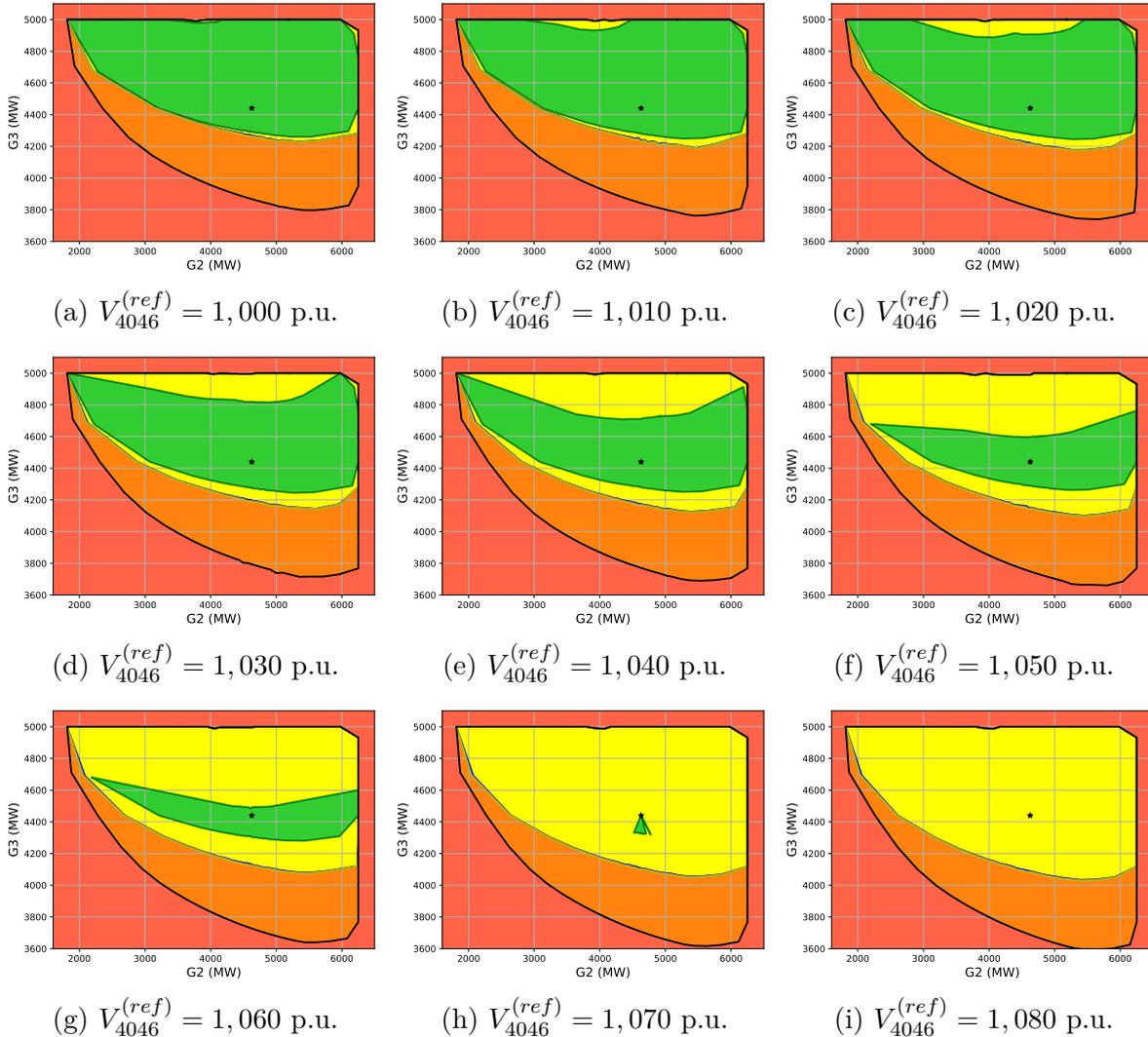
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

É interessante notar, que a barra 4041 é justamente o ponto de conexão do compensador síncrono (g13) com o sistema e a barra 115 corresponde ao gerador g15.

Identificada a barra piloto e comprovado os benefícios da CST no aumento da segurança do sistema, pode-se realizar um estudo para verificar o efeito da variação do

valor de referência para a barra piloto. A Figura 71 apresenta uma comparação entre os nomogramas  $G_2 \times G_3$  de RSEs gerados com a aplicação do CST com diferentes valores de referência para a tensão da barra 4046.

Figura 71 – Efeito da variação da tensão de referência da barra 4046 na RSE do sistema teste IEEE Nórdico com aplicação do CST.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Claramente pode-se notar que manter a tensão de referência da barra 4046 igual a 1,000 p.u. faz com que a região segura em relação ao limite de tensão ocupe quase toda a área definida pelo limite de contingências. Quando o limite de tensão coincide com o limite de contingências, significa que não houve violações de tensão para o caso base ou durante a análise de contingências em nenhuma barra do sistema até que os fluxos de potência dos casos de contingência não alcançaram mais a convergência final.

Outro benefício da aplicação do CST é o aumento das margens dos limites de contingência e do limite de MW. A comparação das RSEs com e sem a aplicação do CST

na Figura 70 permite verificar que houve um aumento significativo nestes dois limites de segurança, indicando que a atuação do CST garantiu que os casos de fluxo de potência passassem a não ter mais solução com uma “distância” maior do caso base. Esse aumento das margens de segurança está associado a uma maior distância do limite de estabilidade de tensão. Esse comportamento fica evidente na comparação dos nomogramas da Figura 71, onde percebe-se que o aumento da tensão de referência da barra 4046 tem influência no aumento das margens de segurança dos limites de contingências e de MW, ao passo que as margens do limite de tensão são reduzidas até que ocorra uma violação no próprio ponto de operação do caso base.

## 9 CONCLUSÕES FINAIS

### 9.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

As Regiões de Segurança Estática têm sido utilizadas amplamente para avaliação da segurança, tanto em ambientes *on-line*, em centros de operação, quanto em ambientes *off-line*, para estudos de planejamento da operação. Além de proporcionarem uma rápida visualização das margens de segurança de um sistema, as Regiões de Segurança Estática possibilitam analisar como pode ser realizada a remoção de violações de limites de segurança pelo redespacho dos geradores dos grupos de geração. Através dos diversos estudos realizados neste trabalho, demonstrou-se os benefícios da inclusão de novos recursos em uma Região de Segurança Estática, permitindo que sejam feitas complementações nos estudos de avaliação de segurança.

Este trabalho apresentou uma revisão bibliográfica dos principais temas associados as Regiões de Segurança Estática, de forma a contextualizar tal ferramenta e seus benefícios para o setor elétrico. Além disso, seu processo de construção foi revisado, destacando todas suas particularidades através de um algoritmo detalhado, incluindo como pode ser aplicado o processamento paralelo para a redução do seu tempo de construção.

Uma ferramenta computacional foi desenvolvida em linguagem Python para construção de Regiões de Segurança Estática e todos seus recursos foram explorados durante os estudos para obtenção dos resultados deste trabalho e, inclusive, demonstrando seu processo de validação com o programa ANAREDE. Através dessa ferramenta computacional foram desenvolvidas técnicas avançadas para o aprimoramento da avaliação de segurança proporcionada pela Região de Segurança Estática.

A primeira técnica proposta foi a monitoração de perdas elétricas através de Regiões de Segurança Estática, permitindo que a variação das perdas do sistema sejam observadas através de um mapa de calor ao longo de uma região segura. Foi apresentado um algoritmo para demonstrar como pode ser realizada a inclusão da monitoração de perdas no processo de construção de uma Região de Segurança Estática. Essa metodologia apresentou bons resultados do ponto de vista analítico, porém necessita de um elevado número de direções para garantir a qualidade gráfica adequada, especialmente em sistemas de maior porte. Apesar da monitoração de perdas ter um baixo impacto no processo de construção da Região de Segurança Estática, adotar um número de direções muito elevado faz com que o tempo de construção seja consideravelmente aumentado. Para permitir que a monitoração de perdas seja realizada em um intervalo de tempo adequado é necessário que sejam aplicadas técnicas de interpolação nos pontos do mapa de calor.

Uma segunda técnica apresentada foi a proposta de um novo limite de segurança que permite a monitoração de fontes de geração intermitente, como a geração eólica. Assim como foi feito para a monitoração de perdas elétricas, também foi apresentado

um algoritmo para inserir o limite de geração intermitente no processo de construção da Região de Segurança Estática. Através dos resultados apresentados, foi possível verificar que a segurança de um sistema pode ser comprometida devido a variação abrupta de uma fonte de geração intermitente e foi demonstrado que o limite de geração intermitente pode alertar o quão próximo o ponto de operação está de violar suas restrições de operação no caso da ocorrência de uma contingência de geração dessa fonte. Além disso, esta metodologia pode ser utilizada para avaliar pontos de conexão de parque eólicos, por exemplo. Contudo, a inclusão do limite de geração intermitente apresentou um aumento considerável no tempo de construção da Região de Segurança Estática.

Como o tempo computacional é um fator determinante na aplicabilidade de uma Região de Segurança Estática, foi proposto um novo método para sua construção, chamado de método adaptativo, com foco no ganho de tempo computacional. Esse método permite utilizar informações de uma Região de Segurança Estática de um ponto de operação anterior para adaptar seus limites de segurança para as novas condições de operação. Demonstrou-se através dos resultados obtidos que o método adaptativo é capaz de construir perfeitamente uma Região de Segurança Estática. Além disso, os ganhos computacionais em relação ao método convencional se mostraram bastante promissores, especialmente pelo fato do método adaptativo proporcionar que o processamento paralelo seja aplicado, não somente as direções de transferências de geração, mas também na adaptação de cada limite de segurança

Com relação a aplicação do Controle Secundário de Tensão no processo de construção de uma Região de Segurança Estática, considerando que as barras piloto foram selecionadas criteriosamente, foi possível constatar, através dos resultados obtidos, que as margens dos limites de segurança, em especial o limite de tensão, podem ser consideravelmente aumentadas. Dessa forma, os nomogramas de uma Região de Segurança Estática permitem observar claramente os benefícios da aplicação do Controle Secundário de Tensão, inclusive demonstrando que a escolha inadequada da tensão de referência para uma barra piloto pode reduzir as margens de segurança do sistema.

Tendo em vista as técnicas apresentadas e suas aplicações nos estudos realizados, através da utilização da ferramenta computacional desenvolvida, pode-se concluir que a inclusão de novos recursos para avaliação de segurança em uma Região de Segurança Estática possibilita que análises mais completas e adequadas ao atual cenário do setor elétrico possam ser realizadas mediante inspeções visuais dos limites de segurança. Com relação a sua aplicação em ambientes *on-line*, vale enfatizar que deve-se avaliar o intervalo de tempo necessário para a construção da Região de Segurança Estática, uma vez que a adoção de um alto número de recursos pode inviabilizar seu uso. É de conhecimento que o tempo de construção é um fator determinante e é de extrema importância que, tanto os parâmetros construtivos, quanto os recursos que serão empregados, sejam bem dimensionados para que a janela de tempo em que a Região de Segurança Estática esteja

sendo atualizada não seja demasiadamente longa, o que pode dificultar ou até mesmo inviabilizar sua utilização prática.

## 9.2 TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes temas são sugeridos como trabalhos futuros:

- a) aprimoramento da ferramenta computacional desenvolvida para possibilitar a realização de estudos complementares para avaliação de segurança de tensão;
- b) incorporação de outros dispositivos de controle no problema do fluxo de potência para possibilitar a avaliação do seu desempenho através de RSEs;
- c) aprimoramento na metodologia de monitoração de perdas através de RSEs com o objetivo de otimizar o tempo de construção através de técnicas de interpolação;
- d) inclusão de um fluxo de potência com controle da frequência do sistema como variável de estado, a fim de incluir um limite de frequência na RSE e possibilitar a avaliação do impacto de fontes de geração de intermitente na frequência do sistema;
- e) adotar uma modelagem mais complexa para parques eólicos durante a monitoração de geração intermitente através de RSEs;
- f) aplicação das metodologias desenvolvidas em sistemas de grande porte;
- g) utilização de um *Cluster* para explorar o ganho computacional do método adaptativo em relação a metodologia convencional quando um alto número de processos for aplicado. Inclusive, realizar a avaliação da distribuição dos processos para adaptação de limites de segurança e de direções de transferência de geração específicas;
- h) aplicação de um mapa de calor para observar o comportamento do limite de tensão, limite de Mvar e limite térmico através de seus índices de severidade após os pontos de violação, avaliando qual seria o impacto no esforço computacional com a utilização desta metodologia;
- i) expandir o pacote computacional desenvolvido, de forma a incluir também a avaliação de segurança dinâmica;
- j) implementação da metodologia de adaptação de limites de segurança em regiões de segurança dinâmica.

## REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2005.
- ALMEIDA, F. C.; PASSOS FILHO, J. A.; PEREIRA, J. L.; HENRIQUES, R. M.; MARCATO, A. L. Assessment of load modeling in power system security analysis based on static security regions. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Springer, v. 24, n. 1-2, p. 148–161, 2013.
- ALMEIDA, F. d. C. B. **Avaliação do desempenho dos dispositivos de controle e modelagem de carga a partir de regiões de segurança estática**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- ALVES, F.; HENRIQUES, R.; ALMEIDA, L.; F<sup>o</sup>, J. P.; GATTA, P. L.; FERNANDES, R.; LÍRIO, F.; JR, S. G. Using a static and dynamic security assessment tool to evaluate the effects of increasing wind power penetration in future operating conditions of the brazilian interconnected power system. **CIGRE**, 2016.
- ALVES, F. R.; HENRIQUES, R. M.; PASSOS FILHO, J. A.; BORGES, C. *et al.* Static and dynamic security assessment of large power systems for online and offline applications. **45th CIGRÉ Session**, 2014.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power system control and stability, Vol. 1**. [S.l.: s.n.], 1977.
- ANDERSSON, G.; DONALEK, P.; FARMER, R.; HATZIARGYRIOU, N.; KAMWA, I.; KUNDUR, P.; MARTINS, N.; PASERBA, J.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J. *et al.* Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 20, n. 4, p. 1922–1928, 2005.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3<sup>a</sup> ed.** [S.l.: s.n.], 2008.
- ASSIS, T. **Cálculo da Capacidade de Transmissão Dinâmica em Sistemas de Potência Através de Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes**. Tese (Doutorado) — Tese de D. Sc., Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.
- 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.
- ATWA, Y.; EL-SAADANY, E.; SALAMA, M.; SEETHAPATHY, R. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 25, n. 1, p. 360–370, 2009.
- BARBIER, C.; CARPENTIER, L.; SACCOMANNO, F. CigrÉ sc32 report: “tentative classification and terminologies relating to stability problems of power systems.”. **ELECTRA**, n. 56, 1978.
- BEGOVIC, M. M.; PHADKE, A. G. Dynamic simulation of voltage collapse. In: **IEEE. Conference Papers Power Industry Computer Application Conference**. [S.l.], 1989. p. 336–341.

BEGOVIC, M. M.; PHADKE, A. G. Voltage stability assessment through measurement of a reduced state vector. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 5, n. 1, p. 198–203, 1990.

BLANKMAP-WORLD. 2020. <<https://commons.wikimedia.org/wiki/File:BlankMap-World.svg>>. Acessado em 04 de abril de 2020.

CASTRO, L. M.; FUERTE-ESQUIVEL, C. R.; TOVAR-HERNANDEZ, J. H. Solution of power flow with automatic load-frequency control devices including wind farms. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 27, n. 4, p. 2186–2195, 2012.

CEPEL. **Manual de Usuário ANAREDE - Programa de Análise de Redes V11.02.01**. [S.l.], 2019.

CIGRÉ. Definitions of general terms relating to the stability of interconnected synchronous machines. **CIGRÉ, paper**, 1966.

CIGRÉ, W. **C4. 6.01:“Review of On-line Dynamic Security Assessment Tools & Techniques”**. [S.l.]: Draft, 2007.

COSTA, J. N. da; PASSOS FILHO, J. A.; HENRIQUES, R. M. Loading margin sensitivity analysis in systems with significant wind power generation penetration. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 175, p. 105900, 2019.

CRARY, S.; HERLITZ, I.; FAVEZ, B. CigrÉ sc32 report:“system stability and voltage, power and frequency control,”. **CIGRÉ, Appendix**, v. 1, 1948.

CUTSEM, T. V.; GLAVIC, M.; ROSEHART, W.; SANTOS, J. Andrade dos; CAÑIZARES, C.; KANATAS, M.; LIMA, L.; MILANO, F.; PAPANGELIS, L.; RAMOS, R. A. *et al.* **Test systems for voltage stability analysis and security assessment**. [S.l.], 2015.

CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. **Voltage stability of electric power systems**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2007.

DAVIS, T. A. Algorithm 832: Umfpack v4. 3—an unsymmetric-pattern multifrontal method. **ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS)**, ACM, v. 30, n. 2, p. 196–199, 2004.

DIAO, R.; VITTAL, V.; LOGIC, N. Design of a real-time security assessment tool for situational awareness enhancement in modern power systems. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 25, n. 2, p. 957–965, 2009.

DU, I. S.; GRIMES, R. G.; LEWIS, J. G. **Users’ guide for the Harwell-Boeing sparse matrix collection (Release I)**. [S.l.], 1992.

DUFF, I. S.; GRIMES, R. G.; LEWIS, J. G. Sparse matrix test problems. **ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS)**, ACM, v. 15, n. 1, p. 1–14, 1989.

ELETRONBRAS. 2020. <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Sistema-Eletrico-Brasileiro.aspx>>. Acessado em 26 de julho de 2020.

FALCAO, D. M.; BORGES, C. L.; TARANTO, G. N. High performance computing in electrical energy systems applications. In: **High performance computing in power and energy systems**. [S.l.]: Springer, 2013. p. 1–42.

GREEN, R. C.; WANG, L.; ALAM, M. High performance computing for electric power systems: Applications and trends. In: IEEE. **2011 IEEE Power and Energy Society general meeting**. [S.l.], 2011. p. 1–8.

GROPP, W.; GROPP, W. D.; LUSK, E.; SKJELLUM, A.; LUSK, A. D. F. E. E. **Using MPI: portable parallel programming with the message-passing interface**. [S.l.]: MIT press, 1999. v. 1.

HENRIQUES, R. M. Utilização de autovalores e autovetores no problema de fluxo de potência para determinação de áreas de controle de tensão. **Universidade Federal do Rio de Janeiro**, 2009.

HENRIQUES, R. M.; BARBOSA, L. B.; PASSOS FILHO, J. A.; ALVES, F. R. M.; GUIMARÃES, C. H. C.; ALMEIDA, F. C. B. Desenvolvimento de uma ferramenta automática para a determinação da máxima transferência de potência entre áreas/regiões em regime permanente. **XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, 2011.

ILIC, M.; STANKOVIC, A. Innovative power system control concepts. **EPRI Final Report**, 1989.

IRENA. 2020. <[www.irena.org/wind](http://www.irena.org/wind)>. Acessado em 30 de janeiro de 2020.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; KWASNICKI, W. T. Design features of a dynamic security assessment system. In: IEEE. **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004**. [S.l.], 2004. p. 446–452.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C. *et al.* Definition and classification of power system stability. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, 2004.

LAGONOTTE, P.; SABONNADIÈRE, J.; LEOST, J.-Y.; PAUL, J.-P. Structural analysis of the electrical system: Application to secondary voltage control in france. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 4, n. 2, p. 479–486, 1989.

LINS, F. G.; LIMA, F.; VIEIRA, R.; OLIVEIRA, G. L. C. P.; FREITAS, Y.; TENÓRIO, R. Desafios da operação, em tempo real, do sistema elétrico brasileiro com a inserção da geração eólica. **XIV Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning**, 2018.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. de M.; VIEIRA, J. P. A. Long-term voltage stability analysis of variable speed wind generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 30, n. 1, p. 439–447, 2014.

MAKAROV, Y. V.; DU, P.; LU, S.; NGUYEN, T. B.; GUO, X.; BURNS, J.; GRONQUIST, J. F.; PAI, M. Pmu-based wide-area security assessment: concept, method, and implementation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 3, n. 3, p. 1325–1332, 2012.

MAKAROV, Y. V.; RESHETOV, V. I.; STROEV, V. A.; VOROPAI, N. I. Blackouts in north america and europe: analysis and generalization. In: IEEE. **2005 IEEE Russia Power Tech**. [S.l.], 2005. p. 1–7.

MARTINS, N.; CORSI, S.; CHAIRMEN, T. Coordinated voltage control in transmission networks. **CIGRE Technical Brochure 310 Task Force C4. 602**, 2007.

MATPLOTLIB. 2020. <[https://matplotlib.org/3.2.1/api/\\_as\\_gen/matplotlib.pyplot.html](https://matplotlib.org/3.2.1/api/_as_gen/matplotlib.pyplot.html)>. Acessado em 05 de junho de 2020.

MATPLOTLIB. 2020. <[https://matplotlib.org/api/\\_as\\_gen/mpl\\_toolkits.mplot3d.art3d.Poly3DCollection.html](https://matplotlib.org/api/_as_gen/mpl_toolkits.mplot3d.art3d.Poly3DCollection.html)>. Acessado em 05 de junho de 2020.

MILI, L.; BALDWIN, T.; ADAPA, R. Phasor measurement placement for voltage stability analysis of power systems. In: IEEE. **29th IEEE conference on decision and control**. [S.l.], 1990. p. 3033–3038.

MONTEIRO, M. R.; ALVARENGA, G. F.; RODRIGUES, Y. R.; SOUZA, A. Z. de; LOPES, B.; PASSARO, M. C.; ABDELAZIZ, M. Network partitioning in coherent areas of static voltage stability applied to security region enhancement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 117, p. 105623, 2020.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983.

MORISON, K.; WANG, L.; HAMADANI, H. New tools for blackout prevention. In: IEEE. **2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.], 2006. p. 319–324.

MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P. Power system security assessment. **IEEE power and energy magazine**, IEEE, v. 2, n. 5, p. 30–39, 2004.

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.

NETTO, N. A.; BORGES, C. L. Probabilistic voltage security region based on monte carlo reliability evaluation. In: IEEE. **2019 IEEE Milan PowerTech**. [S.l.], 2019. p. 1–6.

NETTO, N. A.; BORGES, C. L. Enhancing the situational awareness of voltage security region via probabilistic reliability evaluation. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Wiley Online Library, v. 30, n. 1, p. e12150, 2020.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 198–205, 2010.

ONS. **Desafios da Operação de Energia Eólica pelo ONS: Impactos na Programação Diária e no Tempo Real**. 2017.

ONS. 2020. <<http://www.ons.org.br/>>. Acessado em 30 de janeiro de 2020.

- PARETO, R. P. **Construção da Região de Segurança Estática de Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Direções de Transfêcia de Geração Ramificadas**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
- PASSOS FILHO, J. A. **Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2000.
- SANT'ANNA, E.; SOUZA, A.; ASSIS, T.; SCHILLING, M.; PASSOS FILHO, J.; TAKAHATA, A. Proposição de uma metodologia de avaliação dos limites de intercâmbio em sistemas de grande porte: desafios para automação. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, SciELO Brasil, v. 22, n. 2, p. 134–143, 2011.
- SARDINHA, S. L.; CISNEIROS, S. J.; BOTELHO, M. J.; GOMES, P.; BRASIL, D. O.; MEDEIROS, F. C.; BIANCO, A.; MEDEIROS, A. D.; QUINTÃO, P. e.; BARBOSA, A. A. *et al.* Improvement of technical requirements for connecting wind plants in the brazilian interconnected power system. **EletoEvolução-Sistemas de Potência**, v. 87, p. 59–66, 2017.
- SARMIENTO, H.; PAMPIN, G.; BARAJAS, R.; CASTELLANOS, R.; VILLA, G.; MIRABAL, M. Nomograms for assistance in voltage security visualization. In: **IEEE 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.], 2009. p. 1–6.
- SCHLUETER, R. Voltage collapse dynamic security assessment using structural stability analysis. In: **Proceedings of the 1988 EPRI/CRIEPI Symposium on Dynamics and Control**. [S.l.: s.n.], 1989.
- SCHLUETER, R.; HU, I.-P.; CHANG, M.-W.; LO, J.; COSTI, A. Methods for determining proximity to voltage collapse. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 6, n. 1, p. 285–292, 1991.
- SCIPY. 2020. <<https://docs.scipy.org/doc/scipy-0.14.0/reference/generated/scipy.sparse.linalg.spsolve.html>>. Acessado em 05 de maio de 2020.
- SCIPY. 2020. <[https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.sparse.csc\\_matrix.html](https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.sparse.csc_matrix.html)>. Acessado em 01 de junho de 2020.
- STOTT, B. Review of load-flow calculation methods. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 62, n. 7, p. 916–929, 1974.
- STUBBE, M. Long term dynamics phase ii, tf 38-02-08. **Technical Report, Cigre**, 1995.
- TARANTO, G. N.; MARTINS, N.; FALCÃO, D.; MARTINS, A. Controle secundário de tensão, suas vantagens e limitações. resultados hipotéticos de sua utilização na área rio. **XV SNPTEE**, 1999.
- TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, Ieee, n. 11, p. 1449–1460, 1967.
- TINOCO, R. A. G. New methodologies for constructing steady-state security regions of electric power systems. **Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil: Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. UFJF**, 2019.

TKINTER. 2020. <<https://docs.python.org/3/library/tkinter.html>>. Acessado em 05 de maio de 2020.

VITTAL, E.; O'MALLEY, M.; KEANE, A. A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 25, n. 1, p. 433–442, 2009.

WEHENKEL, L.; RUIZ-VEGA, D.; ERNST, D.; PAVELLA, M. Proposed terms and definitions for power system stability. **IEEE Trans. on PAS**, n. 7, 1982.

WU, F.; KUMAGAI, S. Steady-state security regions of power systems. **IEEE Transactions on Circuits and Systems**, IEEE, v. 29, n. 11, p. 703–711, 1982.

WU, F. F.; TSAI, Y.-K.; YU, Y.-X. Probabilistic steady-state and dynamic security assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 3, n. 1, p. 1–9, 1988.

YU, Y. Security region of bulk power system. In: IEEE. **Proceedings. International Conference on Power System Technology**. [S.l.], 2002. v. 1, p. 13–17.

## APÊNDICE A – IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Neste apêndice são apresentados os detalhes da implementação computacional da ferramenta desenvolvida para este trabalho. Conforme o programa foi sendo implementado, realizou-se a validação de todos os resultados obtidos através da utilização de sistemas testes e a comparação destes resultados com os obtidos pelo ANAREDE, o programa de análise de redes desenvolvido pelo CEPEL, sendo este na versão acadêmica 11.2.1. O programa desenvolvido conta com a solução do problema de fluxo de potência (método de Newton-Raphson) e alguns dispositivos de controle, a monitoração de grandezas de interesse, e a construção da RSE com seus limites de segurança. Além disso, a aplicação de curvas de carga e geração também foi implementada de forma a permitir que fluxos de potência ou regiões de segurança estática possam ser executadas com diferentes patamares de carga e geração, permitindo a variação do estado de operação de um sistema, o que demonstra que a ferramenta desenvolvida vai além de simplesmente a construção de RSEs.

A implementação computacional desta ferramenta foi realizada completamente em ambiente Python. Além de ser uma linguagem de programação bastante versátil e com uma ampla comunidade de adeptos, o Python possui bibliotecas com excelente eficiência computacional, que são destacadas no decorrer deste apêndice.

Este apêndice é dividido de acordo com os itens a seguir:

- a) **entrada de dados (Seção A.1):** descreve como é realizada a entrada de dados de SEPs e as configurações do usuário;
- b) **solução do fluxo de potência (Seção A.2):** apresenta a metodologia adotada para a solução do fluxo de potência, a montagem da matriz jacobiana, os dispositivos de controle implementados, os detalhes sobre a monitoração de grandezas de interesse e os relatórios de saída que apresentam os resultados do problema;
- c) **construção da região de segurança estática (Seção A.3):** descreve o processo automatizado para construção da RSE e os arquivos de saída gerados para auxiliar na avaliação de segurança (nomogramas e relatórios);
- d) **aplicação de curvas de carga e geração (Seção A.4):** apresenta a metodologia para aplicação de curvas de carga e geração no fluxo de potência e na RSE;
- e) **processamento paralelo (Seção A.5):** apresenta informações sobre utilização de processamento paralelo para acelerar o tempo de construção da RSE;
- f) **interface gráfica do usuário (Seção A.6):** descreve a interface desenvolvida para facilitar a utilização do programa.

## A.1 ENTRADA DE DADOS

A entrada de dados no programa desenvolvido utiliza o mesmo padrão de arquivos do programa ANAREDE, com extensão \*.pwf, que são lidos como arquivos de texto por um código em *Python*. O motivo dessa escolha, além de permitir a utilização de uma estrutura de dados já bem definida, é facilitar a validação dos resultados com o programa ANAREDE, tornando a comparação rápida e eficiente, uma vez que o mesmo arquivo de dados pode ser utilizado em ambos os programas.

A nomenclatura dos códigos e opções de controle de execução também seguiu o mesmo padrão do programa ANAREDE. Os códigos e opções de controle de execução foram divididos em duas categorias: leitura de dados e execução de programas. Essa divisão foi utilizada apenas de forma a organizar o código do programa. As tabelas que são apresentadas a seguir contêm os códigos e opções de execução implementados na ferramenta até o momento da publicação deste trabalho, tomando como referência o manual de usuário do programa ANAREDE (CEPEL, 2019), e considerando a divisão citada anteriormente. Alguns dos códigos e opções de execução presentes nas tabelas adiante não estão disponíveis no programa ANAREDE e foram desenvolvidos especificamente para este trabalho. Tais códigos estão destacados em vermelho e suas aplicações são explicadas ao longo deste trabalho.

A primeira categoria está relacionada à leitura de dados de entrada e das configurações da rede. Seguindo a padronização do programa ANAREDE, a Tabela 38 contém todos os códigos relacionados à leitura de dados que podem ser lidos pelo programa até o momento através de um arquivo com extensão \*.pwf. É importante ressaltar que o mesmo tratamento de valores *default* do programa ANAREDE foi considerado no programa desenvolvido.

Em relação à execução de ferramentas específicas, foram implementados três códigos até o momento: EXLF, EXRS e EXCV. De forma semelhante ao programa ANAREDE, o código de execução EXLF está associado ao cálculo da solução do problema do fluxo de potência. Já o código EXRS executa a construção da RSE, composta pelos nomogramas  $G_1 \times G_2$ ,  $G_1 \times G_3$  e  $G_2 \times G_3$ , de acordo com os grupos de geração definidos no código de execução DVSA (CEPEL, 2019). Por fim, o código EXCV, desenvolvido especificamente para este trabalho, ativa a aplicação de curvas de carga e geração, definidas nos códigos de execução DCCA e DCGR, ao fluxo de potência ou a RSE e, portanto, deve ser utilizado em conjunto com o código EXLF ou EXRS. As Tabelas 39 e 40 contêm as opções de controle de execução disponíveis para os códigos EXLF e EXRS, respectivamente. Como o código EXCV é utilizado em conjunto com os códigos EXLF e EXRS, todas as opções de controle de execução estão disponíveis para ele. Nas próximas seções são apresentados maiores detalhes sobre os códigos EXLF, EXRS e EXCV.

Tabela 38 – Códigos de execução para leitura.

Código	Descrição
TITU	Leitura do título do caso.
DCTE	Leitura/modificação de dados de constantes.
DBAR	Leitura dos dados de barra CA.
DLIN	Leitura dos dados de circuito CA.
DGER	Leitura dos dados de barra de geração.
DGBT	Leitura dos dados de grupo base de tensão.
DGLT	Leitura dos dados dos grupos de limites de tensão.
DVSA	Leitura dos dados de geradores para cálculo da região de segurança.
DCTG	Leitura dos dados de contingência (apenas abertura de circuitos).
DTPF	Leitura dos dados de fixação dos trafos LTC à aplicação do controle CTAP.
DMTE	Leitura dos dados de monitoração de tensão.
DMGR	Leitura dos dados de monitoração de geração de potência reativa.
DMFL	Leitura dos dados de monitoração de fluxo em circuito CA.
DCCA	Leitura de dados de curva de carga.
DCGR	Leitura de dados de curva de geração.
FIM	Término de execução.

Fonte: Adaptado de [Cepel \(2019\)](#).

## A.2 SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA – CÓDIGO EXLF

### A.2.1 Método de solução

A metodologia de solução do problema de fluxo de potência, ao contrário do programa ANAREDE, não é selecionada via opção de controle de execução. O método é selecionado de acordo com uma nomenclatura pré-definida conforme a referência adotada. O único método de solução implementado, até o momento, é o método de Newton-Raphson e o trabalho de [Monticelli \(1983\)](#) foi utilizado como base e, portanto, foi batizado de método Monticelli. Em comparação com o programa ANAREDE, que utilizaria a opção de execução NEWT para executar o fluxo de potência com a metodologia de Newton-Raphson, o programa desenvolvido utiliza a *string* “MONTICELLI”. Este programa foi implementado de tal forma que a inclusão de novos métodos pode ser realizada sem que haja a necessidade de modificações significantes no código. Vale ressaltar que, assim como no programa ANAREDE, o usuário deve fornecer o código de execução EXLF para que o

Tabela 39 – Opções de controle de execução para o código EXLF.

Código	Descrição
QLIM	Controle de limite de geração de potência reativa.
CTAP	Controle de tensão por variação automática de <i>Tap</i> .
CREM	Controle remoto de tensão por excitação de geração.
MOCT	Monitoração de tensão em todas as barras do sistema.
MOST	Monitoração de tensão das barras especificadas no código de execução DMTE.
MOCG	Monitoração de geração de potência reativa de todas as barras de geração do sistema.
MOSG	Monitoração de geração de potência reativa das barras especificadas no código de execução DMGR.
MOCF	Monitoração de fluxo de potência MVA de todos os circuitos do sistema.
MOSF	Monitoração de fluxo de potência MVA dos circuitos especificados no código de execução DMFL.
MOCL	Monitoração das perdas totais no sistema.
EMRG	Ativa a utilização da capacidade de emergência (apenas em conjunto com as opções MOCF, MOSF, MOCT e MOST).
EQPM	Ativa a utilização da capacidade de equipamento (apenas em conjunto com as opções MOCF e MOSF).
MFCT	Faz a correção dos fluxos em MVA pela tensão da barra DE (apenas em conjunto com as opções MOCF e MOSF).
WARN	Ativa notificações em tela.

Fonte: Adaptado de [Cepel \(2019\)](#).

fluxo de potência seja solucionado.

O método de Newton-Raphson apresentado por [Monticelli \(1983\)](#) é estruturado em coordenadas polares e é uma das mais tradicionais formas de solução do problema de fluxo de potência atualmente. Este método foi escolhido como base para este trabalho por conta de sua robustez numérica e convergência quadrática, porém vale a pena ressaltar que a solução encontrada para o problema depende fortemente das condições iniciais ([MONTICELLI, 1983](#)). Outra vantagem da utilização do método de Newton-Raphson está relacionada à capacidade de incorporação de dispositivos de controle frequentemente presentes em sistemas de potência ([PASSOS FILHO, 2000](#)). Tal assunto é tratado na Subseção A.2.3. [Monticelli \(1983\)](#), [Stott \(1974\)](#) e [Tinney e Hart \(1967\)](#) apresentam maiores detalhes dessa metodologia.

Tabela 40 – Opções de controle de execução para o código EXRS.

Código	Descrição
QLIM	Controle de limite de geração de potência reativa.
CTAP	Controle de tensão por variação automática de <i>Tap</i> .
CREM	Controle remoto de tensão por excitação de geração.
MOCT	Monitoração de tensão em todas as barras do sistema.
MOST	Monitoração de tensão das barras especificadas no código de execução DMTE.
MOCG	Monitoração de geração de potência reativa de todas as barras de geração do sistema.
MOSG	Monitoração de geração de potência reativa das barras especificadas no código de execução DMGR.
MOCF	Monitoração de fluxo de potência MVA de todos os circuitos do sistema.
MOSF	Monitoração de fluxo de potência MVA dos circuitos especificados no código de execução DMFL.
MOCL	Monitoração das perdas totais no sistema.
HMAP	Ativa o mapa de calor para monitoração de perdas (apenas em conjunto com a opção MOCL).
MOGI	Ativa as contingências e monitoração de geração intermitente.
EMRG	Ativa a utilização da capacidade de emergência (apenas em conjunto com as opções MOCF, MOSF, MOCT e MOST).
EQPM	Ativa a utilização da capacidade de equipamento (apenas em conjunto com as opções MOCF e MOSF).
MFCT	Faz a correção dos fluxos em MVA pela tensão da barra DE (apenas em conjunto com as opções MOCF e MOSF).
CRSE	Ativa a construção da RSE através do método adaptativo (apenas em conjunto com o código EXCV).
SHOW	Ativa a abertura automática dos nomogramas após a finalização do seu processo de construção.
FLRS	Ativa a fixação dos limites mínimo e máximo dos eixos dos nomogramas.
PRLI	Ativa a utilização do processamento paralelo (não é possível utilizar esta opção pela interface gráfica).

Fonte: Adaptado de [Cepel \(2019\)](#).

Devido ao alto grau de esparsidade da matriz de admitâncias e, conseqüentemente, da matriz jacobiana, e visando o ganho de tempo computacional durante a execução dos fluxos de potência, optou-se pela utilização de técnicas de matrizes esparsas na construção

da matriz jacobiana e na solução do subsistema referente ao problema. O formato de matriz esparsa adotado foi o *Compressed Sparse Column* (CSC) e a Subseção A.2.2 traz mais informações a respeito deste assunto.

Para resolver o sistema linear durante o processo iterativo de Newton-Raphson, foi utilizado o *solver* “`scipy.sparse.linalg.spsolve`” da biblioteca SciPy do Python, que é capaz de solucionar sistemas lineares esparsos do tipo  $Ax = b$ , onde  $b$  pode ser um vetor ou uma matriz (SCIPY, 2020a). Com base nas informações disponíveis em SciPy (2020a), este *solver* segue as padronizações da Tabela 41.

Tabela 41 – Parâmetros SciPy `spsolve`.

<code>scipy.sparse.linalg.spsolve(A, b, permcspec=None, use_umfpack=True)</code>	
<b>Parâmetros</b>	<b>A:</b> Matriz esparsa. <b>b:</b> Matriz ou vetor. <b>permcspec:</b> string opcional da forma para permutar as colunas da matriz para preservação da esparsidade ( <i>default</i> : 'COLAMD'). <b>use_umfpack:</b> indica se o umfpack deve ser utilizado para encontrar a solução.
<b>Retorna</b>	<b>x:</b> Solução do sistema linear esparsa.

Fonte: Adaptado de SciPy (2020a).

Algumas observações precisam ser feitas a respeito dos parâmetros da Tabela 41. Primeiramente, a matriz esparsa  $A$  já deve ser fornecida em um formato esparsa ou então o próprio *solver* irá realizar a conversão internamente, gerando uma perda desnecessária de tempo computacional. Os formatos de matrizes esparsas aceitas pelo `spsolve` são o *Compressed Sparse Column* (CSC) ou *Compressed Sparse Row* (CSR). Já a respeito do parâmetro `permcspec`, é importante destacar que existem várias metodologias disponíveis para utilização, porém optou-se pelo método *default* chamado de 'COLAMD', que faz com que seja feita uma aproximação do grau mínimo de ordenação. Além disso, este *solver* pode utilizar o chamado `umfpack` (*Unsymmetric MultiFrontal method*), de acordo com Davis (2004), desenvolvido em ANSI/ISO C para solução de sistemas lineares esparsos e assimétricos.

## A.2.2 Matriz jacobiana

Conforme dito anteriormente, a matriz jacobiana é construída no formato *Compressed Sparse Column* (CSC), também conhecido como *Compressed Column Storage* (CCS), que é uma representação de matrizes esparsas através de três vetores, que são chamados neste trabalho de “data”, “indices” e “indprt”. Esses nomes foram escolhidos com o objetivo de utilizar a mesma nomenclatura adotada por SciPy (2020b).

O formato CSC também é conhecido na literatura como formato padrão de Harwell-Boeing, em que os vetores “data” e “índices” são preenchidos, respectivamente, com uma lista dos valores dos elementos não nulos da matriz esparsa e com os índices das linhas desses elementos. Os valores no vetor “data” são armazenados em localizações consecutivas percorrendo cada coluna da matriz no sentido de cima para baixo e da esquerda para a direita. Analogamente, o vetor “índices” armazena os respectivos índices de linhas do elementos não nulos armazenados no vetor “data”. Já o vetor “indprt” armazena a localização no vetor “data” do primeiro elemento não nulo de cada coluna da matriz esparsa. Além disso, a última posição do vetor “indprt” contém o número de elementos não nulos da matriz esparsa, que corresponde à dimensão dos vetores “data” e “índices” (DUFF; GRIMES; LEWIS, 1989; DU; GRIMES; LEWIS, 1992).

Em SciPy (2020b) é destacado que o formato CSC possui as seguintes vantagens: operações aritméticas eficientes (soma, subtração, multiplicação, divisão e potenciação), particionamento eficiente de colunas e um rápido produto entre matrizes e vetores. Em compensação, também são apresentadas algumas desvantagens: operações lentas para particionamento de linhas (neste caso o formato CSR é mais adequado) e as mudanças de estrutura de esparsidade são custosas computacionalmente.

De forma a tornar o processo de construção do formato CSC mais claro, a seguir é descrito um exemplo ilustrativo. Tal exemplo foi retirado do trabalho de Duff, Grimes e Lewis (1989) e adaptado para os padrões do Scipy. Seja a matriz esparsa A, representada pela Equação (A.1), e a Figura 72, que contém os vetores do formato CSC.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & -3 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -2 & 0 & 3 \\ 2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 4 & 0 & -4 & 0 \\ 5 & 0 & -5 & 0 & 6 \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

É possível observar através da Figura 72 que os vetores “data” e “índices” possuem a mesma dimensão e são preenchidos percorrendo a matriz A de cima para baixo a cada coluna. Já o vetor “indprt”, conforme destacado anteriormente, indica a posição do vetor “data” (e também do vetor “índices”) em que se encontra o primeiro elemento não nulo de cada coluna da matriz A.

A fim de tirar proveito das vantagens do formato CSC, pode-se aplicar essa metodologia de armazenamento na construção da matriz jacobiana a cada iteração durante o processo de solução do fluxo de potência. Neste trabalho, adotou-se a matriz jacobiana dividida em quatro submatrizes no seguinte padrão:  $Jacob = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}$ . As equações dos elementos de cada submatriz podem ser encontradas em Monticelli (1983). Na Equação

Figura 72 – Formato CSC da matriz esparsa A.

Vetores	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>indptr</b>	0	3	5	7	9	11					
<b>indices</b>	0	2	4	0	3	1	4	0	3	1	4
<b>data</b>	1	2	5	-3	4	-2	-5	-1	-4	3	6

N° de elementos não nulos

Fonte: Adaptado de [Duff, Grimes e Lewis \(1989\)](#).

(A.2) é apresentada uma matriz jacobiana de um sistema genérico no padrão adotado.

$$Jacob = \begin{bmatrix}
 \ddots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \ddots \\
 \cdots & H_{kk} & H_{km} & \cdots & N_{kk} & N_{km} & \cdots \\
 \cdots & H_{mk} & H_{mm} & \cdots & N_{mk} & N_{mm} & \cdots \\
 \cdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \cdots \\
 \cdots & M_{kk} & M_{km} & \cdots & L_{kk} & L_{km} & \cdots \\
 \cdots & M_{mk} & M_{mm} & \cdots & L_{mk} & L_{mm} & \cdots \\
 \ddots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \ddots
 \end{bmatrix} \quad (A.2)$$

Os vetores “data”, “indices” e “indptr” relativos à matriz jacobiana em seu formato cheio, de acordo com a Equação (A.2), podem ser construídos a partir de uma análise dos padrões dessa matriz. Logo, foi possível desenvolver uma estratégia eficiente para a montagem da matriz jacobiana diretamente no formato CSC.

Primeiramente, é necessário conhecer o número de circuitos que se conectam a cada barra do sistema. O número de elementos não nulos de cada submatriz da jacobiana é igual ao número de barras do sistema acrescido do número de conexões, sendo o número de conexões igual ao dobro do número de circuitos do sistema. Portanto, o número de elementos não nulos da matriz jacobiana é igual a quatro vezes o número de elementos não nulos das submatrizes. Tal informação é utilizada para inicializar os três vetores do formato CSC. Os vetores “data” e “indices” têm dimensão igual ao número de elementos não nulos da matriz jacobiana. Já o vetor “indptr” tem dimensão igual a duas vezes o número de barras do sistema mais um, que corresponde ao número de colunas da matriz jacobiana acrescido de uma unidade.

Como, a princípio, não se conhece a matriz jacobiana no formato da Equação (A.2),

não é possível utilizar a metodologia apresentada no exemplo de construção dos vetores do formato CSC. Ademais, construir a matriz jacobiana em seu formato cheio para depois transformá-la para o formato CSC faz com que um tempo computacional desnecessário seja gasto. Conseqüentemente, optou-se pelo desenvolvimento de uma estratégia baseada no metodologia do exemplo anterior para alocar os elementos não nulos das quatro submatrizes diretamente no vetor “data”, ao mesmo tempo em que os vetores “indices” e “indptr” são preenchidos. Esta estratégia leva em conta que as quatro submatrizes possuem elementos não nulos nas mesmas posições e, portanto, tais elementos podem ser alocados nos vetores do formato CSC em grupos de quatro.

### A.2.3 Dispositivos de controle

Com o objetivo de modelar os pontos de operação obtidos pela solução de fluxos de potência da maneira mais fiel possível à realidade, é necessário que sejam incluídas modelagens de dispositivos de controle normalmente presentes em SEPs. Tais modelagens devem levar em conta tanto o comportamento destes dispositivos em relação ao sistema, quanto os limites operacionais relativos às diversas grandezas presentes em sistemas de potência (PASSOS FILHO, 2000). Desse modo, alguns dispositivos de controle foram incluídos no programa desenvolvido de acordo com as necessidades dos estudos realizados.

A modelagem dos dispositivos de controle utilizados neste trabalho se baseia em Monticelli (1983) e Passos Filho (2000), onde tais dispositivos são modelados internamente à matriz jacobiana garantindo maior velocidade e flexibilidade na solução do fluxo de potência, inclusive permitindo a incorporação e retirada dos controles durante o próprio processo iterativo de solução (PASSOS FILHO, 2000).

De acordo com as opções de controle de execução presentes no programa ANAREDE (CEPEL, 2019), foram implementados os seguintes controles:

- a) **QLIM:** controle de limite de geração de potência reativa de barras do tipo PV durante o processo de solução de fluxo de potência. Tal controle mantém a geração de potência reativa de cada gerador dentro de seus limites operacionais de maneira que o controle do módulo da tensão de um gerador é perdido quando o limite mínimo ou máximo é atingido (a barra é modificada para o tipo PQ). O processo de *back-off* automático foi implementado a fim de garantir que os geradores que atingiram o limite mínimo ou máximo durante o processo iterativo possam retomar o controle de tensão quando for adequado (a barra volta a ser do tipo PV);
- b) **CREM:** controle remoto de tensão por excitação de geração durante o processo de solução de fluxo de potência. Este controle mantém os módulos das tensões das barras controladas dentro de valores especificados enquanto as barras controladoras

têm seus módulos de tensão modificados. O controle de limite de geração de potência reativa foi adaptado para interagir adequadamente com este controle;

- c) **CTAP:** controle de tensão por variação automática de tap de transformador durante o processo de solução de fluxo de potência. A modificação do tap de tais transformadores é realizada de forma a manter os módulos das tensões das barras controladas dentro de valores especificados. Os taps são mantidos dentro dos limites operacionais dos respectivos transformadores, contando com o processo de *back-off* automático.

## A.2.4 Monitoração

Após a solução de um caso de fluxo de potência, é necessário avaliar se grandezas de interesse estão dentro dos limites de segurança pré-definidos. A seguir, estão descritas as monitorações essenciais de RSEs.

### A.2.4.1 Tensão

Na monitoração de tensão deve-se verificar se os módulos das tensões de todas as barras monitoradas estão dentro dos limites mínimo ou máximo especificados. É interessante notar que dependendo do foco do estudo, pode-se monitorar todas as barras do sistema ou apenas um conjunto de barras de interesse. No programa desenvolvido foram implementadas ambas as opções. Vale ressaltar que os limites de tensão podem variar para cada barra, ou conjunto de barras, de acordo com a modelagem do sistema. Esta monitoração é utilizada para avaliar o limite de tensão da RSE (ver Subseção 3.2.2.2), que é identificado quando pelo menos uma barra do sistema viola seu limite mínimo ou máximo de tensão. As opções de controle de execução associadas a monitoração de tensão são: (i) MOCT: monitoração de tensão em todas as barras do sistema; (ii) MOST: monitoração de tensão das barras especificadas no código de execução DMTE; e (iii) EMRG: ativa a utilização da capacidade de emergência.

De acordo com [Cepel \(2019\)](#), o índice de severidade ( $IS$ ) para a monitoração de tensão é calculado pela Equação (A.3).

$$IS = \sum_{i=1}^{NV} (VIOL)^2 \cdot 10^4 \quad (A.3)$$

onde  $NV$  é o número de violações; e  $VIOL$  é a violação de tensão, definida como  $(V - V_{MIN})$  ou  $(V - V_{MAX})$ , ou seja, pela diferença entre o módulo da tensão ( $V$ ) e seu limite mínimo ou máximo ( $V_{MIN}$  ou  $V_{MAX}$ , respectivamente)

### A.2.4.2 Geração de potência reativa

Na monitoração de geração de potência reativa deseja-se verificar se os geradores monitorados (barras do tipo PV) atingiram seus limites mínimos ou máximos de geração

de potência reativa. Esta monitoração está diretamente relacionada ao controle de limite de geração de potência reativa descrito na Subseção A.2.3. Analogamente à monitoração de tensão, pode-se monitorar todos os geradores do sistema ou apenas um conjunto de geradores de interesse e, novamente, ambas as opções foram implementadas no programa desenvolvido. Esta monitoração é utilizada para avaliar o limite de Mvar da RSE (ver Subseção 3.2.2.2), que é identificado quando pelo menos um gerador atinge seu limite mínimo ou máximo. As opções de controle de execução associadas à monitoração de geração de potência reativa são: (i) MOCG: monitoração de geração de potência reativa de todas as barras de geração do sistema; e (ii) MOSG: monitoração de geração de potência reativa das barras especificadas no código de execução DMGR.

De acordo com Cepel (2019), o índice de severidade ( $IS$ ) para a monitoração de geração de potência reativa é calculado pela Equação (A.4).

$$IS = \sum_{i=1}^{NV} \frac{(VIOL)^2}{(Q_{G,MAX} - Q_{G,MIN})} \quad (A.4)$$

onde  $NV$  é o número de violações; e  $VIOL$  é a violação de geração, definida como  $(Q_G - Q_{G,MIN})$  ou  $(Q_G - Q_{G,MAX})$ , ou seja, pela diferença entre a geração de potência reativa ( $Q_G$ ) e seu limite mínimo ou máximo ( $Q_{G,MIN}$  ou  $Q_{G,MAX}$ , respectivamente).

#### A.2.4.3 Fluxo

A monitoração de fluxo tem como objetivo avaliar se os fluxos de potência aparente dos circuitos monitorados estão abaixo de suas respectivas capacidades de carregamento (também é chamado de limite térmico). É possível que a monitoração seja realizada em todos os circuitos do sistema ou em apenas um conjunto de interesse, e ambas as opções foram implementadas no programa desenvolvido. Esta monitoração é utilizada para avaliar o limite térmico da RSE (ver Subseção 3.2.2.2), que é identificado quando pelo menos um circuito do sistema tem seu fluxo de potência aparente acima de sua capacidade. As opções de controle de execução associadas a monitoração de geração de potência reativa são: (i) MOCF: monitoração de fluxo de potência MVA de todos os circuitos do sistema; (ii) monitoração de fluxo de potência MVA dos circuitos especificados no código de execução DMFL; (iii) EMRG: ativa a utilização da capacidade de emergência; (iv) EQPM: ativa a utilização da capacidade de equipamento; e (v) MFCT: faz a correção dos fluxos em MVA pela tensão da barra DE, de forma que os fluxos sejam monitorados com dimensões de corrente.

De acordo com Cepel (2019), o índice de severidade ( $IS$ ) para a monitoração de fluxo é calculado pela Equação (A.5).

$$IS = \frac{\sum_{i=1}^{NV} (MVA)^2}{\sum_{i=1}^{NV} (CAP_{lin})^2} \quad (A.5)$$

onde  $NV$  é o número de violações;  $MVA$  é o fluxo de potência aparente do circuito (utiliza-se o maior valor entre “ $km$ ” ou “ $mk$ ”); e  $CAP_{lin}$  é a capacidade do circuito em MVA, em que pode-se utilizar a capacidade de emergência ou do equipamento.

### A.2.5 Arquivos de saída

Os relatórios de saída são gerados em um arquivo de texto após a solução do fluxo de potência e seguem o mesmo padrão do programa ANAREDE com o objetivo de facilitar a validação dos resultados. O arquivo que contém os relatórios recebe o mesmo nome do arquivo de dados de entrada e é armazenado no diretório de saída do programa. É necessário que o código de execução RELA seja utilizado para que o programa entenda que o relatório de saída deva ser emitido. No caso do código EXLF, se apenas o código RELA for fornecido, o programa irá gerar apenas um relatório contendo um cabeçalho com informações sobre o sistema e um relatório de convergência, conforme o modelo da Figura 73. Entretanto, outras opções de controle de execução podem ser utilizadas para a geração de relatórios mais específicos. Tais opções podem ser vistas na Tabela 42.

Tabela 42 – Opções de controle de execução de relatórios para o código EXLF.

Código	Descrição
RBAR	Imprime o relatório de barras CA.
RLIN	Imprime o relatório completo dos circuitos sistema.
RMON	Imprime o relatório de monitoração e deve ser utilizado em conjunto com as opções de monitoração do sistema.

Fonte: Adaptado de [Cepel \(2019\)](#).

No relatório de convergência apresentado na Figura 73 é interessante notar que os campos preenchidos com “Título do caso” são substituídos pelo título fornecido pelo código TITU no arquivo de dados. Além disso, os campos preenchidos na Figura 73 com “X” são substituídos pelas informações de convergência do fluxo de potência. O campo “Situação de convergência” pode ser preenchido, de acordo com o manual do ANAREDE, com três informações: (i) “CONVERGÊNCIA FINAL”: indica que o fluxo de potência foi convergido com sucesso; (ii) “SISTEMA CA NAO CONVERGENTE”: indica que durante o processo iterativo não foi possível atingir a convergência do fluxo de potência; e (iii) “CASO DIVERGENTE”: indica que o fluxo de potência divergiu.

A Figura 74 apresenta o modelo do relatório de barras CA e a Figura 75 o modelo do relatório de circuitos do sistema. Ademais, as Figuras 76, 77 e 78 apresentam, respectivamente, os modelos dos relatórios de monitoração de tensão, de geração de potência reativa e de fluxo. Todos esses modelos de relatório seguem os padrões do ANAREDE.



Figura 76 – Modelo do relatório de monitoração de tensão.

```

"Titulo do caso"
MONITORACAO DE TENSAO

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
NUM.      BARRA      TENSAO      VIOLACAO  SHUNTBAR  SHUNTLIN  SEVERIDADE
NOME      NOME      ARE  MIN  MOD.  MAX  (PU)  (Mvar)  (Mvar)
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

XXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXX
.      .      .      .      .      .      .      .      .      .
.      .      .      .      .      .      .      .      .      .
XXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXX XXXXXX XXXXXX XXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXX

----- IND SEVER. XXXXXX -----
    
```

Fonte: Adaptado dos relatórios do programa ANAREDE pelo autor.

Figura 77 – Modelo do relatório de monitoração de geração de potência reativa.

```

"Titulo do caso"
MONITORACAO DE GERACAO REATIVA

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
NUM.      BARRA      GERACAO      VIOLACAO  LIM
NOME      NOME      TP ARE MINIMA  Mvar  MAXIMA  Mvar
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

XXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XX XXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXX
.      .      .      .      .      .      .      .      .
.      .      .      .      .      .      .      .      .
XXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XX XXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXX

----- IND SEVER. XXXXXXXX -----
    
```

Fonte: Adaptado dos relatórios do programa ANAREDE pelo autor.

Figura 78 – Modelo do relatório de monitoração de fluxo.

```

"Titulo do caso"
MONITORACAO DE FLUXOS

X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X
DA BARRA  PARA BARRA  FLUXOS      VIOLACAO  CARREGAMENTO %
NOME      NOME      NC  MW  Mvar  MVA/V  MVA  SEVERIDADE
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

XXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXX
.      .      .      .      .      .      .      .
.      .      .      .      .      .      .      .
XXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX
XXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXX XX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXX

----- IND SEVER. XXXXXXXXXXXXXXX -----
    
```

Fonte: Adaptado dos relatórios do programa ANAREDE pelo autor.

## A.3 CONSTRUÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA – CÓDIGO EXRS

### A.3.1 Processo automatizado

O código para construção da RSE foi implementado utilizando como base as rotinas de leitura, solução do fluxo de potência e de monitoração de grandezas descritas anteriormente. O código segue o procedimento descrito no algoritmo apresentado na Seção 3.3 e todo o processo foi desenvolvido de modo que a construção da RSE fosse totalmente automatizada.

O processo de construção da RSE foi implementado levando em consideração quais códigos de execução são fornecidos pelo usuário. Portanto, o programa só monitora os limites de segurança de interesse do usuário. Primeiramente, a execução do processo de construção da RSE depende que o usuário informe o código EXRS. Se somente este código for fornecido, o programa constrói uma RSE apenas com o limite de MW e o limite de contingências (caso as contingências tenham sido especificadas no arquivo de dados). Os demais limites de segurança precisam ser especificados através de uma combinação de opções de controle de execução, como descrito abaixo:

- a) **limite de tensão:** se a opção MOCT for fornecida, todas as barras do sistema têm os módulos das tensões monitorados. Por outro lado, se o usuário fornecer a opção MOST, apenas as barras selecionadas no arquivo de dados pelo código DMTE são monitoradas. A opção EMRG pode ser fornecida para a utilização da capacidade de emergência durante a monitoração. Caso contingências tenham sido especificadas nos arquivos de dados, a monitoração de tensão é automaticamente aplicada a esses casos;
- b) **limite de Mvar:** se a opção MOCG for fornecida, todas as barras de geração do sistema têm suas gerações de potência reativa monitoradas. Por outro lado, se o usuário fornecer a opção MOSG, apenas as barras de geração selecionadas no arquivo de dados pelo código DMGR são monitoradas. Vale ressaltar que a opção de controle de execução QLIM, que ativa o controle de limite de geração de potência reativa, deve ser obrigatoriamente fornecida para que o limite de Mvar possa ser identificado. Caso contingências tenham sido especificadas nos arquivos de dados, a monitoração de geração de potência reativa é automaticamente aplicada a esses casos;
- c) **limite térmico:** se a opção MOCF for fornecida, todos os circuitos do sistema têm seus fluxos de potência aparente monitorados. Por outro lado, se o usuário fornecer a opção MOSF, apenas os circuitos selecionados no arquivo de dados pelo código DMFL são monitorados. As opções EMRG e EQPM podem ser fornecidas para a utilização, respectivamente, da capacidade de emergência ou da capacidade de equipamento durante a monitoração. Além disso, a opção MFCT ativa a correção dos

fluxos aparentes pela tensão da barra DE, e dessa forma os fluxos são monitorados em dimensões de corrente. Caso contingências tenham sido especificadas nos arquivos de dados, a monitoração de fluxo é automaticamente aplicada a esses casos.

Após a identificação de um limite de segurança em uma determinada direção de transferência de geração, salvo o limite de MW, o programa interrompe automaticamente a monitoração de violação desse limite. Por exemplo, se o limite de tensão for identificado em uma certa direção, não existe a necessidade de que a rotina de monitoração de tensão continue sendo executada. Esse procedimento também vale para os limites de Mvar e térmico. Além disso, a análise de contingências é interrompida automaticamente quando o limite de contingências é identificado. Esse procedimento tem como objetivo o ganho de tempo computacional durante a construção da RSE.

As gerações de potência ativa dos grupos de geração  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  são armazenadas para cada direção de transferência de geração de cada limite de segurança durante este processo. Posteriormente, essas informações são utilizadas para a geração de nomogramas e de relatórios de saída. Além de informações a respeito dos grupos de geração durante as violações de algum dos limite de segurança, são também armazenadas informações detalhadas sobre a localização das violações no sistema e em que situação elas ocorreram. A próxima subseção apresenta maiores detalhes sobre os arquivos de saída.

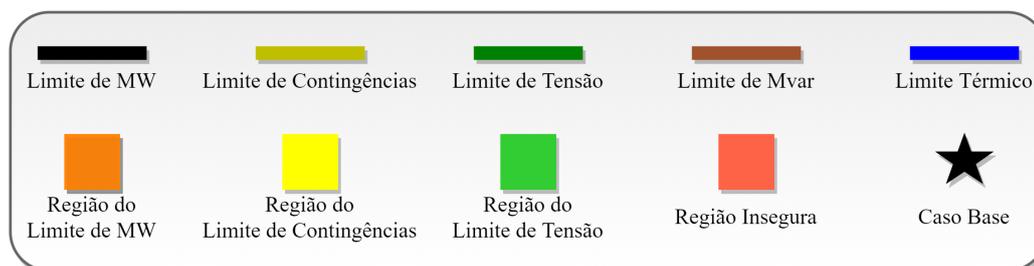
### A.3.2 Arquivos de saída

Após a finalização do processo de construção da RSE, o programa gera automaticamente os arquivos de saída, o que inclui os nomogramas da RSE e um relatório detalhado. Ao contrário da solução do fluxo de potência, em que é gerado apenas um arquivo de texto em formato de relatório, a construção da RSE gera uma série de arquivos e, para manter o diretório de saída organizado, o programa cria automaticamente um diretório específico para armazenar tais arquivos. Esse diretório recebe o mesmo nome do arquivo de dados utilizado para a construção da RSE.

Com o objetivo de facilitar a comparação entre os resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida e o programa ANAREDE, optou-se pela utilização de um padrão de cores parecido para os limites de segurança, assim como uma nomenclatura semelhante a apresentada no manual da versão 11.2.1. A Figura 79 apresenta a convenção de cores adotada para os limites de segurança e as regiões da RSE.

As Figuras geradas a partir do processo de construção da RSE utilizam a biblioteca “matplotlib.pyplot” para figuras em duas dimensões (2D) e a biblioteca “mpl\_toolkits.mplot3d.art3d.Poly3DCollection” para figuras em três dimensões (3D), e as referências [matplotlib \(2020a\)](#) e [matplotlib \(2020b\)](#) contém as documentações, respectivamente, dessas bibliotecas do Python.

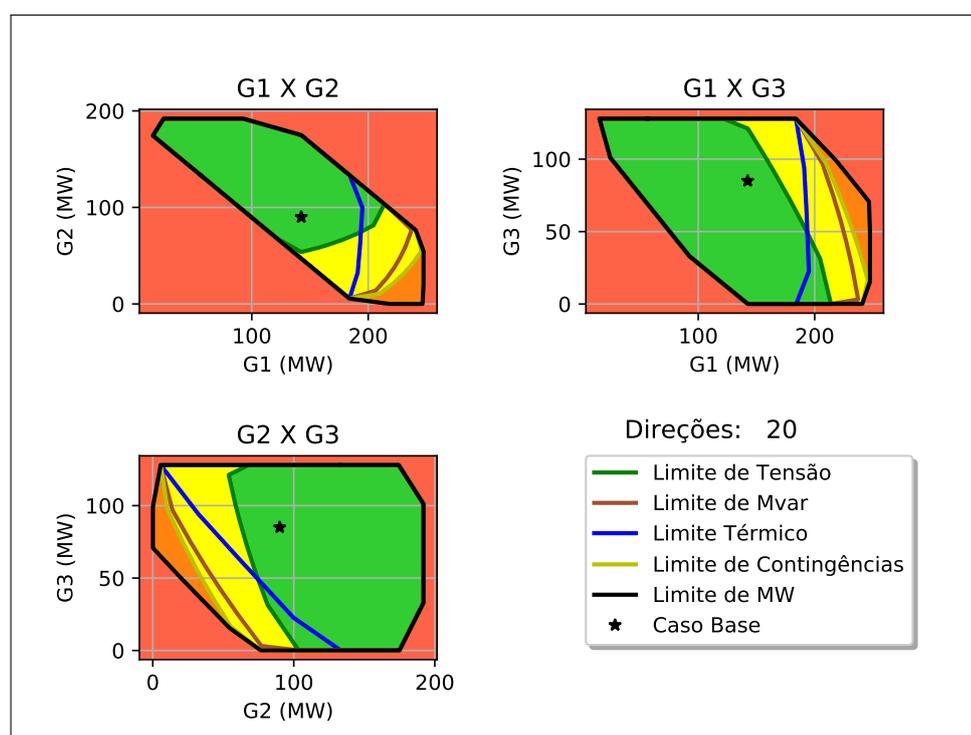
Figura 79 – Convenção de cores adotada na RSE.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

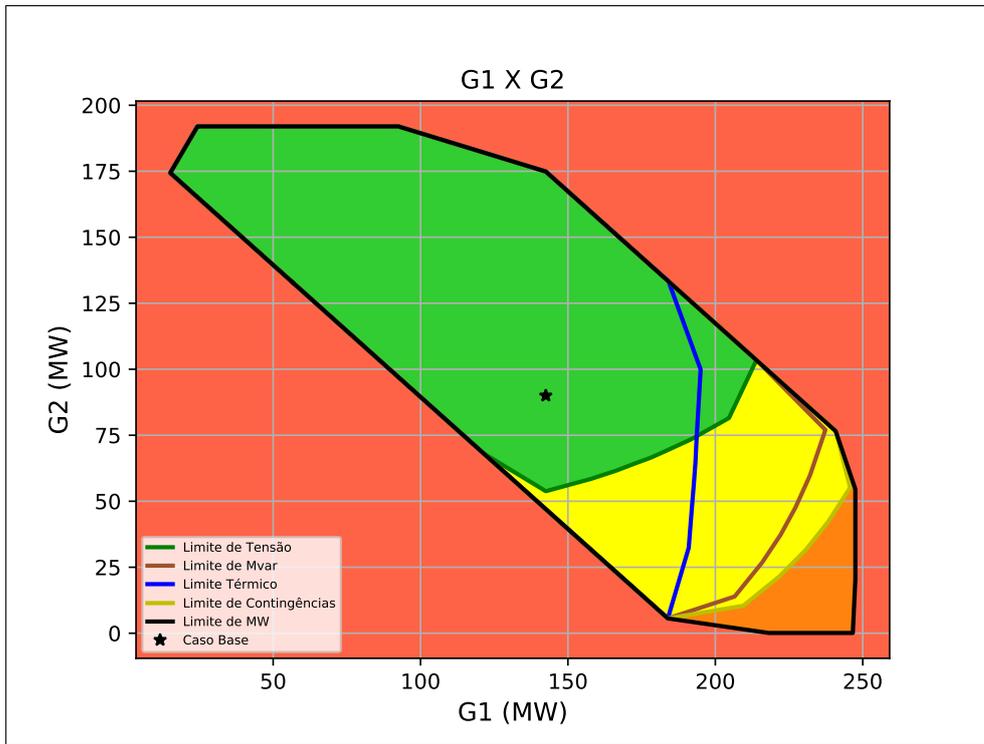
Para exemplificar o padrão de cores e o formato dos arquivos de saída, foi gerada uma RSE meramente ilustrativa utilizando os dados do sistema tutorial de 9 Barras do Anexo A, com o seguinte código e opções de execução: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT. A Figura 80 apresenta os nomogramas  $G_1 \times G_2$ ,  $G_1 \times G_3$  e  $G_2 \times G_3$  dessa RSE ilustrativa em uma figura única. Ainda nesta figura, é possível observar que, acima da legenda dos limites de segurança, é indicado o número de direções de transferência de geração utilizadas na construção dessa RSE. Com o objetivo de permitir uma melhor visualização dos nomogramas, as Figuras 81, 82 e 83 apresentam, respectivamente, os mesmos nomogramas em uma representação individual. Finalmente, a Figura 84 apresenta a RSE em sua representação em 3D, em que fica evidente que ela se trata de um plano inclinado.

Figura 80 – Exemplo de nomogramas em figura única.



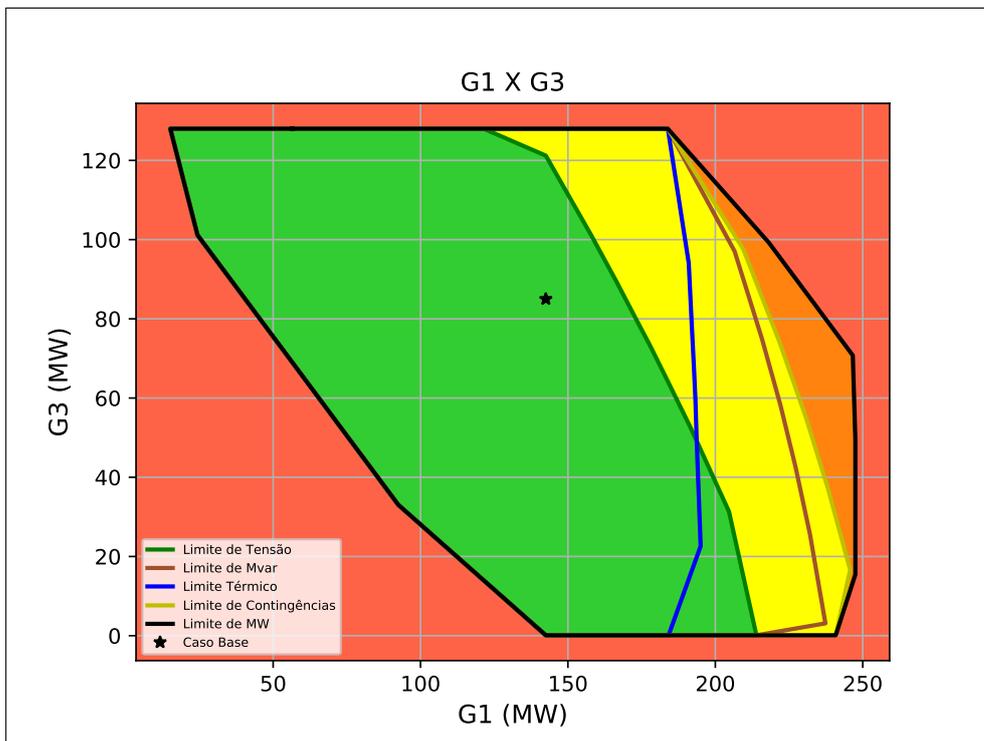
Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 81 – Exemplo do nomograma  $G_1 \times G_2$ .

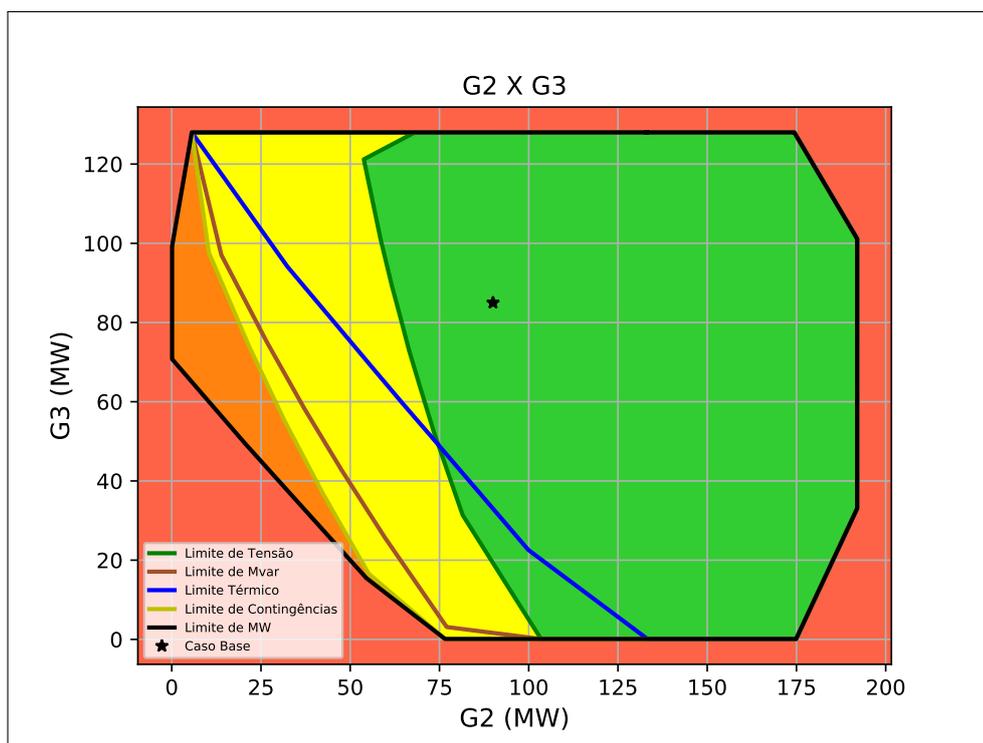


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 82 – Exemplo do nomograma  $G_1 \times G_3$ .

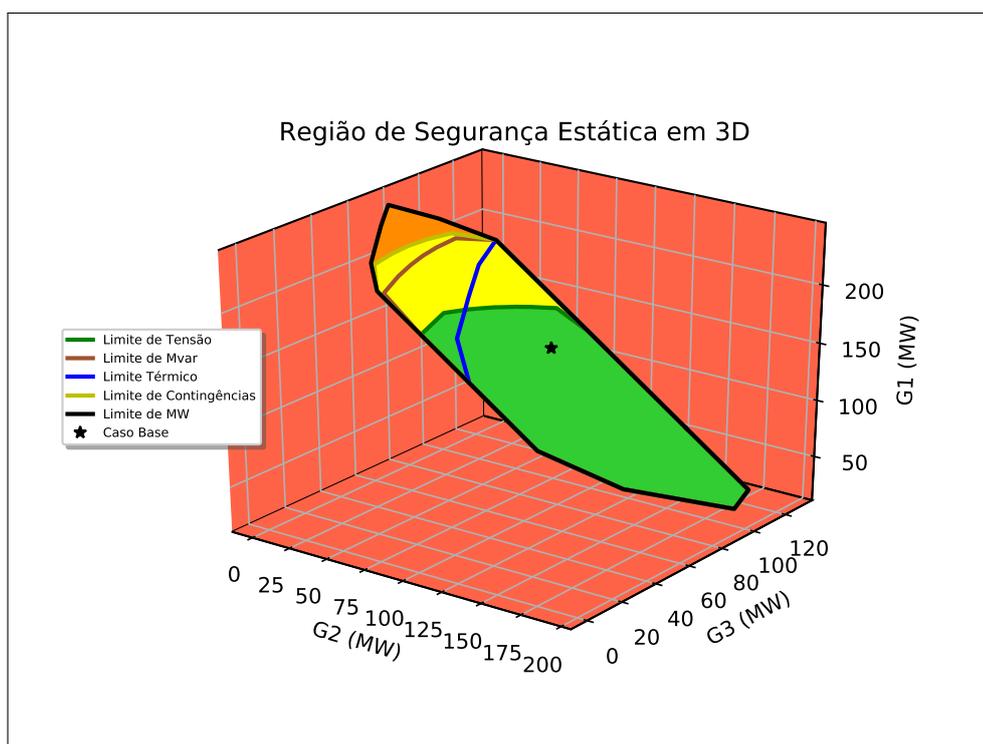


Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 83 – Exemplo do nomograma  $G_2 \times G_3$ .

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Figura 84 – Exemplo da representação da RSE em 3D.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Para facilitar a utilização do programa foram implementadas algumas opções de controle de execução para aplicação nas figuras geradas. A opção “SHOW” faz com as figuras geradas, a partir da construção da RSE, sejam abertas pelo visualizador do próprio Python. E, dessa forma, o código de execução completo do exemplo seria: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT SHOW. Caso contrário, as figuras são apenas armazenadas no diretório adequado e não são abertas instantaneamente. O visualizador de imagens do Python tem algumas funcionalidade interessantes, permitindo que o usuário dê um zoom de alta qualidade nas figuras e salve no formato mais adequado. Além disso, esse visualizador permite que as figuras em 3D possam ser rotacionadas.

Outra opção de execução implementada foi a fixação dos limites mínimo e máximo dos eixos dos nomogramas. Essa funcionalidade é ativada através da opção “FLRS”. Os eixos são fixados de acordo com as gerações máximas e mínimas dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  com uma folga de 5% da geração máxima. Essa opção foi implementada com o objetivo de facilitar a comparação entre RSEs de um mesmo SEP em pontos de operação distintos, permitindo que as alterações dos limites de segurança causadas pela alteração do estado sistema sejam mais facilmente observadas. No caso do exemplo, o código de execução completo seria: EXRS QLIM MOCT MOCG MOCF MFCT FLRS. Caso essa opção não seja utilizada no código de execução, o programa irá ajustar automaticamente os eixos dos nomogramas. A aplicação dessa funcionalidade ficará mais clara na Subseção A.4, onde é explicada a aplicação de curvas de carga e geração para alteração do estado de operação do sistema.

Além dos nomogramas, também é gerado um relatório em formato de arquivo de texto contendo informações detalhadas a respeito dos limites de segurança da RSE. A primeira parte do relatório recebeu o nome de “Relatório geral dos limites de segurança da RSE”, contendo as gerações de potência ativa dos grupos  $G_1$ ,  $G_2$  e  $G_3$  para o ponto de operação inicial e para os limites de MW, de contingências, de tensão, de Mvar e térmico. Vale ressaltar que só aparecem no relatório as informações a respeito dos limites indicados pelo código e opções de execução fornecido pelo usuário. O modelo desse relatório pode ser visto na Figura 85.

Vale destacar que a inclusão de outros limites de segurança em uma RSE, como o limite de perdas e o limite de geração intermitente, apresentados, respectivamente, nos Capítulos 4 e 5, também tem influência no relatório geral do limites de segurança, uma vez que os pontos de violação destes novos limites de segurança também passam a ser incluídos.

Figura 85 – Modelo do relatório geral da RSE.

```

X-----X
                                PowerEng
                                UFJF - Universidade Federal de Juiz de Fora
                                "Título do caso"
X-----X

"Título do caso"
RELATORIO GERAL DOS LIMITES DE SEGURANCA DA RSE
X-----X
> Ponto de operacao inicial:
  PO = [PG1, PG2, PG1]

> Limite de MW:
  G1 = [PG1_1, PG1_2, ..., PG1_Nd]
  G2 = [PG2_1, PG2_2, ..., PG2_Nd]
  G3 = [PG3_1, PG3_2, ..., PG3_Nd]

> Limite de Contingencia:
  G1 = [PG1_1, PG1_2, ..., PG1_Nd]
  G2 = [PG2_1, PG2_2, ..., PG2_Nd]
  G3 = [PG3_1, PG3_2, ..., PG3_Nd]

> Limite de Tensao:
  G1 = [PG1_1, PG1_2, ..., PG1_Nd]
  G2 = [PG2_1, PG2_2, ..., PG2_Nd]
  G3 = [PG3_1, PG3_2, ..., PG3_Nd]

> Limite de Mvar:
  G1 = [PG1_1, PG1_2, ..., PG1_Nd]
  G2 = [PG2_1, PG2_2, ..., PG2_Nd]
  G3 = [PG3_1, PG3_2, ..., PG3_Nd]

> Limite Termico:
  G1 = [PG1_1, PG1_2, ..., PG1_Nd]
  G2 = [PG2_1, PG2_2, ..., PG2_Nd]
  G3 = [PG3_1, PG3_2, ..., PG3_Nd]
X-----X

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Em seguida encontra-se o chamado “Relatório do limite de MW”, que apresenta informações mais detalhadas sobre esse limite de segurança. O modelo desse relatório pode ser visto na Figura 86. É possível observar na Figura 86 que, para cada direção de transferência de geração, são apresentadas um conjunto de informações de acordo com o que foi apresentado na Subseção 3.2 sobre o processo de construção da RSE. A seguir estão as descrições de cada campo desse relatório:

- a) “DIR”: indica o número da direção de transferência de geração, variando de 1 ao número de direções utilizadas para construção da RSE;
- b) “ANGULO (GRAUS)”: indica o ângulo, em graus, da direção de transferência de geração;
- c) “CRITERIO DE PARADA”: indica o critério de parada durante a identificação do limite de MW na direção de transferência de geração. Pode conter as seguintes



Figura 87 – Modelo do relatório do limite de contingências da RSE.

"Título do caso"							
RELATORIO DO LIMITE DE CONTINGENCIAS							
DIR	ANGULO (GRAUS)	GER GRP 1 (MW)	GER GRP 2 (MW)	GER GRP 3 (MW)	DIST P.O. (MW)	IDENTIFICACAO DA CTG	VIOLACAO?
1	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	Contingência 1	XXXXXXXX
						Contingência 2	XXXXXXXX
						.	.
						.	.
						Contingência N	XXXXXXXX
2	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	Contingência 1	XXXXXXXX
						Contingência 2	XXXXXXXX
						.	.
						.	.
						Contingência N	XXXXXXXX
Nd	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX	Contingência 1	XXXXXXXX
						Contingência 2	XXXXXXXX
						.	.
						.	.
						Contingência N	XXXXXXXX

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A seguir estão as descrições de cada campo do relatório do limite de contingências:

- “DIR”: indica o número da direção de transferência de geração, variando de 1 ao número de direções utilizadas para construção da RSE;
- “ANGULO (GRAUS)”: indica o ângulo, em graus, da direção de transferência de geração;
- “GER GRP 1 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_1$  no ponto de violação do limite de contingência;
- “GER GRP 2 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_2$  no ponto de violação do limite de contingência;
- “GER GRP 3 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_3$  no ponto de violação do limite de contingência;
- “DIST P.O. (MW)”: indica a distância, em MW, entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação do limite de contingências na direção de transferência de geração;

- g) “IDENTIFICACAO DA CTG”: indica qual é a identificação alfanumérica do caso de contingência;
- h) “VIOLACAO?”: indica se houve violação do limite para o caso de contingência do item anterior através das strings “SIM” ou “NAO”.

Após o “Relatório do limite de contingências” seguem três relatórios: “Relatório do limite de tensão”, “Relatório do limite de Mvar” e “Relatório do limite térmico”. Esses três relatórios seguem o mesmo modelo, de acordo a Figura 88. Vale destacar que o título desse modelo é alterado de acordo com o limite de segurança a que ele se refere. A seguir estão as descrições de cada campo desse relatório:

- a) “DIR”: indica o número da direção de transferência de geração, variando de 1 ao número de direções utilizadas para construção da RSE;
- b) “ANGULO (GRAUS)”: indica o ângulo, em graus, da direção de transferência de geração;
- c) “GER GRP 1 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_1$  no ponto do limite de tensão, limite de Mvar ou limite térmico;
- d) “GER GRP 2 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_2$  no ponto do limite de tensão, limite de Mvar ou limite térmico;
- e) “GER GRP 3 (MW)”: indica a geração de potência ativa, em MW, do grupo  $G_3$  no ponto do limite de tensão, limite de Mvar ou limite térmico;
- f) “DIST P.O. (MW)”: indica a distância, em MW, entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação do limite de tensão, limite de Mvar ou limite térmico;
- g) “IDENTIFICACAO DA CTG”: indica o caso base ou a identificação alfanumérica dos casos de contingência;
- h) “NUM VIOL”: apresenta o número de violações do limite de tensão, limite de Mvar ou limite térmico para o caso base ou para os casos de contingências do item anterior;
- i) “INDICE SEVERIDADE”: apresenta o índice de severidade do caso, que é calculado no padrão do ANAREDE, indicando o grau dessa violação (se ela existir). Esse campo não é preenchido para os casos em que não ocorreram violações;
- j) “LISTA DE ELEMENTOS COM VIOLACAO”: apresenta uma lista com as barras ou circuitos que violaram o limite de tensão, limite de Mvar ou limite térmico. Esse campo não é preenchido para os casos em que não ocorreram violações.

Figura 88 – Modelo dos relatórios dos limites de tensão, de Mvar e térmico.

```

"Titulo do caso"
RELATORIO DE LIMITE DE TENSAO / MVAR / TERMICO
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X...
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X...
DIR      ANGULO  GER GRP 1 GER GRP 2 GER GRP 3 DIST P.O. IDENTIFICACAO NUM  INDICE  LISTA DE ELEMENTOS
(GRAUS) (MW)    (MW)    (MW)    (MW)    (MW)    DA CTG      VIOL  SEVERIDADE  COM VIOLACAO
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X...

1  XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX  Caso Base  XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   Contingência 1 XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   .
   .
   .
   Contingência N XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   .....
2  XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX  Caso Base  XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   Contingência 1 XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   .
   .
   .
   Contingência N XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   .....
.
.
Nd  XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX XXXXXXXX  Caso Base  XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   Contingência 1 XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
   .
   .
   .
   Contingência N XXXXXX XXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X-----X

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## A.4 APLICAÇÃO DE CURVAS DE CARGA E GERAÇÃO – CÓDIGO EXCV

### A.4.1 Metodologia

Para que fosse possível simular o efeito da alteração do estado de operação dos SEPs devido à variação da demanda, foi desenvolvida uma rotina para aplicação de curvas de carga e geração. Como dito anteriormente, essa funcionalidade pode ser utilizada tanto aplicada ao fluxo de potência (código EXLF) quanto às RSEs (código EXRS). É necessário que o usuário forneça os dados da curva de carga no arquivo de dados no padrão do programa ANAREDE através do código de execução DCCA, conforme a Figura 89. Já a curva de geração deve ser fornecida pelo código DCGR que, apesar de não estar implementado no programa ANAREDE, foi desenvolvido no mesmo padrão do código DCCA e também pode ser visto na modelo da Figura 89.

De acordo com as informações apresentadas pela Figura 89, é possível que, utilizando o código DCCA, sejam alteradas, através de um fator maior ou menor que 1,0, as potências ativa e reativa demandadas (campos “P” e “Q”, respectivamente) por uma barra ou um conjunto de barras para cada ponto de operação, que variam do ponto 1 ao ponto N, onde N corresponde ao número de pontos da curva de carga. A mesma lógica é aplicada à curva de geração através do código DCGR; entretanto, essa curva só é aplicada à geração de potência ativa. Vale ressaltar que não há necessidade de alterar geração de potência reativa, uma vez que seu valor é automaticamente calculado durante a solução do fluxo de potência.

Quando o usuário não fornecer os dados da curva de carga ou da curva de geração,

Figura 89 – Padrão do código para dados de curvas de carga e geração.

```

(
(Curva de carga
DCCA
(tp) (num) C (tp) (num) C (tp) (num) C (tp) (num) O ( P ) ( Q ) (Pt)
XXXX XXXXX X XXXXX XXXXX 1
XXXX XXXXX X XXXXX XXXXX 2
. . . . . . . . . . . . . . . . .
. . . . . . . . . . . . . . . . .
. . . . . . . . . . . . . . . . .
XXXX XXXXX X XXXX XXXXX X XXXX XXXXX X XXXX XXXXX X XXXXX XXXXX N
99999
(
(Curva de geração
DCGR
(tp) (num) C (tp) (num) C (tp) (num) C (tp) (num) O ( P ) ( Q ) (Pt)
XXXX XXXXX X XXXXX 1
XXXX XXXXX X XXXXX 2
. . . . . . . . . . . . . . . . .
. . . . . . . . . . . . . . . . .
. . . . . . . . . . . . . . . . .
XXXX XXXXX X XXXX XXXXX X XXXX XXXXX X XXXX XXXXX X XXXXX XXXXX N
99999

```

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

o programa considera automaticamente que não ocorre alteração na carga ou na geração, dependendo de qual for o código faltante. Seguindo essa mesma lógica, se os dados da curva de carga ou geração de alguma barra não forem fornecidos, suas injeções de potência permanecem inalteradas.

#### A.4.2 Arquivos de saída

Em relação aos arquivos de saída, pode-se realizar as seguintes considerações:

- a) **fluxo de potência:** se o código EXLF for utilizado, os arquivos de saída serão compostos pelos relatórios referentes à solução do fluxo de potência em cada um dos pontos da curva. Logo, os relatórios de saída serão nomeados automaticamente com o nome do arquivo de dados com uma extensão com o número do ponto da curva referente ao caso. Por exemplo: se o arquivo de dados de um determinado sistema tiver o nome “sistema\_teste”, os relatórios de saída serão nomeados como “sistema\_teste\_1”, “sistema\_teste\_2”, ..., “sistema\_teste\_N”. Para manter a organização, esses arquivos são armazenados automaticamente em um diretório criado com o mesmo nome do arquivo de dados;
- b) **região de segurança estática:** se o código EXRS for utilizado, os arquivos de saída serão compostos por nomogramas e relatórios referentes as RSEs de cada um dos pontos da curva. Como, neste caso, o número de arquivos de saída para cada ponto da curva é elevado, optou-se pela criação de um diretório para cada ponto

da curva para armazenar os arquivos referentes a ele. Esses diretórios recebem o nome do arquivo de dados com uma extensão referente ao número do ponto da curva, no mesmo padrão do item anterior. Para manter a organização esses diretórios são armazenados automaticamente em um diretório criado com o mesmo nome do arquivo de dados.

## A.5 PROCESSAMENTO PARALELO

O processo de construção de uma RSE pode ser acelerado através da utilização de técnicas de processamento paralelo. Existem etapas específicas desse processo que podem ser paralelizadas, que são justamente aquelas mais custosas computacionalmente. Essa informação vai de encontro justamente da necessidade de que o processo de construção de uma RSE seja realizado em um intervalo de tempo suficientemente pequeno para possibilitar sua utilização em um ambiente *on-line* (ALMEIDA, 2011)

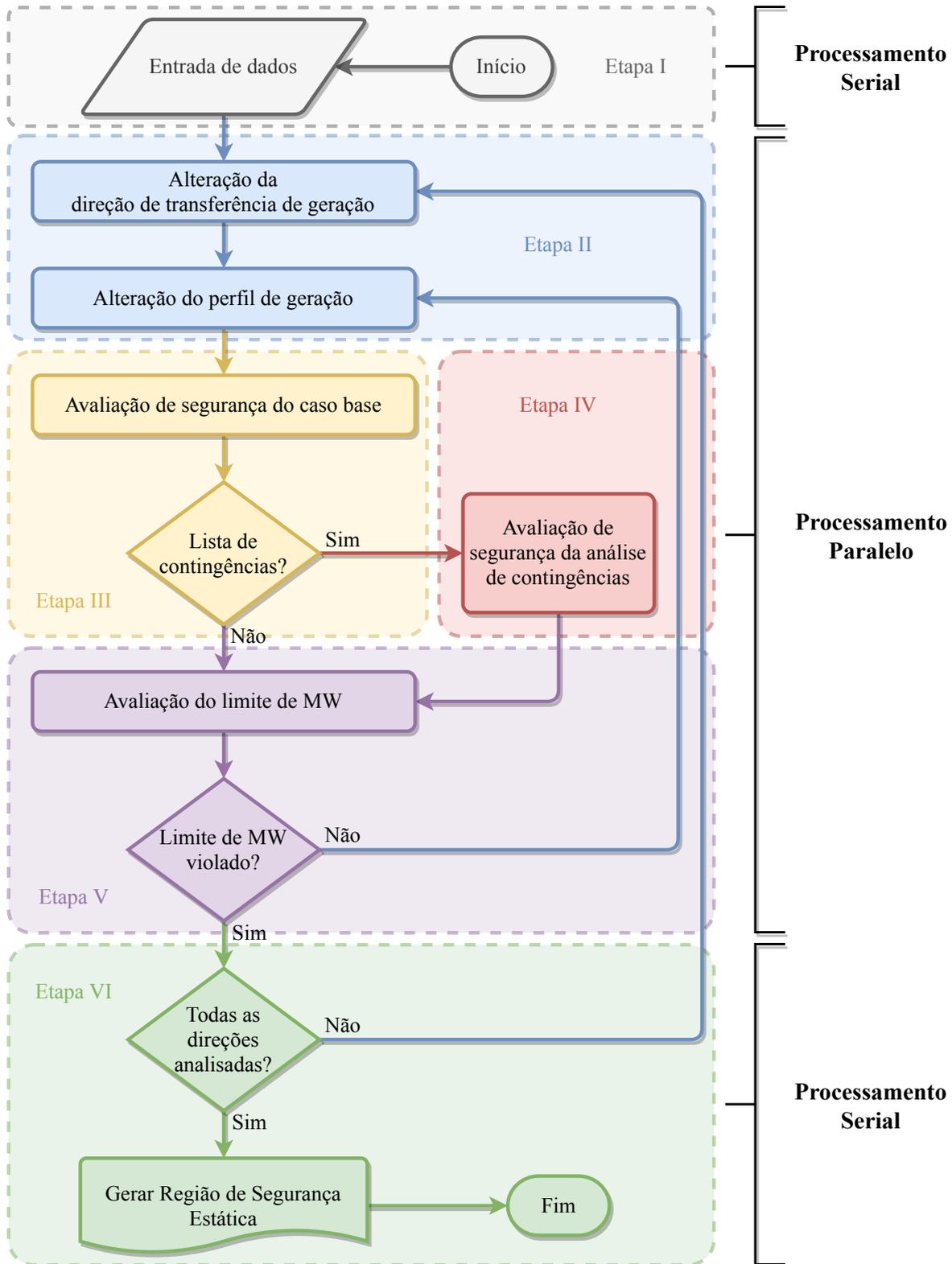
De forma resumida, é possível afirmar que o processamento paralelo é aplicado às direções de transferência de geração do processo de construção da RSE. Isso é viável, pois o processo de cálculo da máxima transferência de potência de uma determinada direção é totalmente independente dos outros processos relacionados às direções restantes. Logo, torna-se possível que os limites de segurança de duas ou mais direções possam ser buscados simultaneamente.

A Figura 90 apresenta o Fluxograma simplificado do processo de construção da RSE onde foram destacadas as etapas com aplicação de processamento paralelo e aquelas com aplicação de processamento serial. Essa estratégia foi baseada nas informações apresentadas por Almeida (2011) e foi implementada no programa desenvolvido em Python.

Pode-se notar que a Etapa I do Fluxograma da Figura 90, responsável pela inicialização do programa e a entrada de dados, é realizada de forma totalmente sequencial. Em seguida, as Etapas II, III, IV e V são executadas para cada direção de transferência de geração, de forma que pode-se garantir que o cálculo da máxima transferência de potência de cada direção seja realizado de maneira independente. Logo, esse conjunto de etapas foi paralelizado designando processos para cada direção de transferência de geração. Finalmente, a Etapa VI é executada sequencialmente, reunindo todas as informações das etapas anteriores e gerando os nomogramas da RSE.

O processo de paralelização do código desenvolvido foi realizado através da utilização do padrão de comunicação de dados MPI (do inglês *Message Passing Interface*). O MPI foi escolhido por uma série de motivos para elaboração deste trabalho: (i) sua eficiência na paralelização de processos; (ii) cada processo tem sua própria cópia das variáveis locais e globais (o que foi vantajoso devido ao alto número de variáveis globais utilizadas); e (iii) possibilidade da utilização de arquiteturas de memória distribuída, como *clusters*. Em compensação, as alterações necessárias no código para utilizar o MPI são mais significativas

Figura 90 – Fluxograma simplificado do processo de construção da região de segurança estática com processamento paralelo.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

do que em outras técnicas. Maiores informações sobre o padrão MPI podem ser encontradas em [Gropp \*et al.\* \(1999\)](#). Como o programa foi desenvolvido em Python, foi utilizada a biblioteca “mpi4py”, que permite que o padrão MPI seja utilizado em linguagem Python.

A ativação do processamento paralelo no programa desenvolvido depende da utilização da opção de controle de execução “PRL”, que indica ao código as etapas que devem ser paralelizadas, de acordo com a Figura 90.

A estratégia adotada para a divisão das tarefas entre os processos foi bastante simples e se baseou na alternância de processos de acordo com o número total de direções e processos. Por exemplo, se uma RSE for definida com oito direções e forem considerados quatro processos para a paralelização, as direções 1, 2, 3 e 4 serão designadas, respectivamente, aos processos 1, 2, 3 e 4. Semelhantemente, as direções 5, 6, 7 e 8 seguirão o mesmo padrão. Vale ressaltar que não necessariamente esses quatro processos devem terminar simultaneamente, podendo ocorrer situações em que algum dos processos termine a execução do cálculo da máxima de transferência de potência de todas as direções designadas a ele antes que os demais processos. Entretanto, foram tomados todos os cuidados necessários para a sincronização do processamento paralelo, considerando que os momentos de troca de informação entre processos devem ser cuidadosamente programados.

O programa não está limitado a um número específico de processos, porém é necessário que o número de processos seja corretamente balanceado com o número total de direções, além de que deve-se avaliar até que ponto um aumento do número de processos será eficiente na paralelização da construção da RSE. Além disso, é importante ressaltar que o processo mestre, que no caso do programa é o processo 0, recebe todas as informações dos demais processos e é ele o responsável pela geração dos nomogramas e as etapas que são executadas serialmente. Ademais, a troca de informações só ocorre quando todas as direções de transferência de geração forem avaliadas e, portanto, o tempo de construção da RSE será igual ao do processo mais demorado.

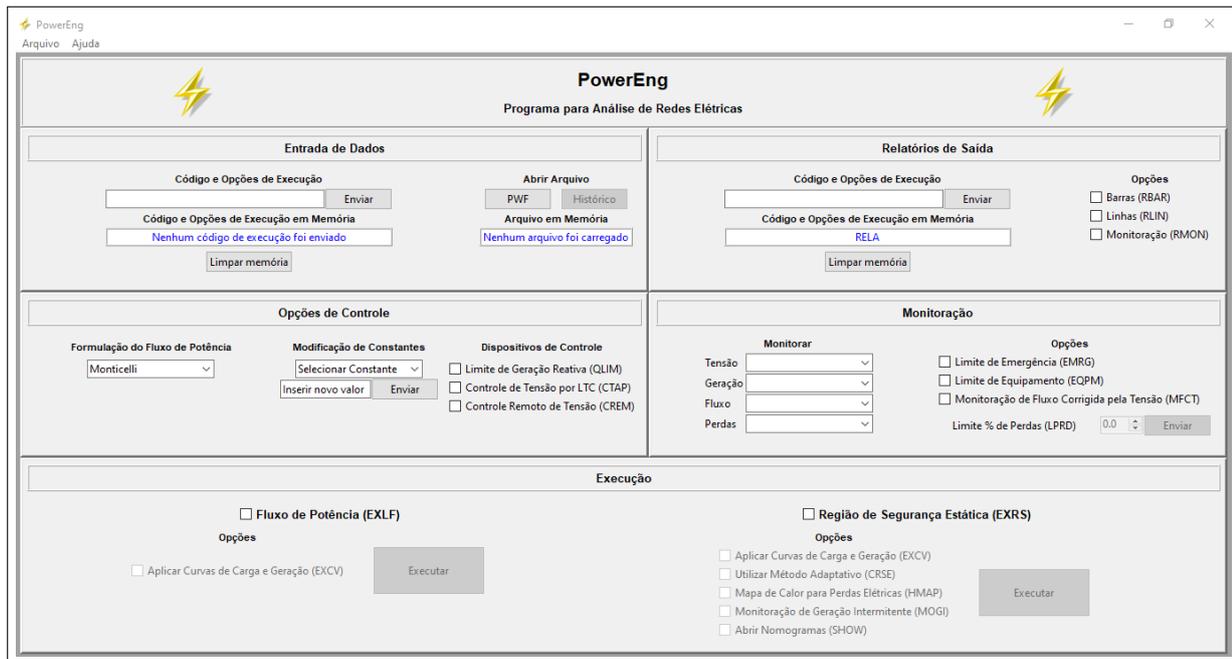
A construção de RSEs com a aplicação de curvas de carga e geração também foi paralelizada, tornando possível que vários pontos de operação tenham suas respectivas RSEs construídas com processamento paralelo. Contudo, não foi realizado o processo de paralelização da construção de duas RSEs simultaneamente, sendo necessário que a construção da RSE de um determinado ponto de operação seja finalizado antes que o próximo ponto da curva seja avaliado.

## A.6 INTERFACE GRÁFICA DO USUÁRIO

Com o objetivo de facilitar a utilização do programa por outros pesquisadores, foi desenvolvida uma interface gráfica do usuário (do inglês *Graphical User Interface* – GUI) e, conforme dito anteriormente, todo o programa foi implementado em ambiente Python, incluindo a própria GUI. A biblioteca “*tkinter*” foi escolhida para o projeto por

ser a interface padrão do Python, possuindo um kit de ferramentas de janela robusto e independente de plataforma (Windows, Linux, etc) (TKINTER, 2020). A interface foi projetada de maneira a permitir que mesmo aqueles que não estejam familiarizados com a linguagem do programa ANAREDE possam utilizar a ferramenta. A Figura 91 apresenta a janela principal da interface gráfica desenvolvida.

Figura 91 – Interface gráfica do usuário.



Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A entrada de dados pode ser feita diretamente pelo código e opções de execução, permitindo uma configuração rápida, ou através da marcação de caixas de opções. Destaca-se que foi definida a utilização de duas *strings* de códigos de execução, uma para a configuração da ferramenta (janela “Entrada de Dados”) e outra para a seleção dos relatórios de saída (janela “Relatórios de Saída”). É interessante destacar que, após uma caixa de opção ser marcada, os campos “Código de Execução em Memória” são automaticamente alterados.

Através da janela “Opções de Execução” é possível definir os parâmetros de solução do fluxo de potência, incluindo ou não dispositivos de controle, e também realizar a modificação dos valores das constantes do programa. Já a janela “Monitoração” permite a seleção das grandezas a serem monitoradas, dependendo da inclusão de informações mais detalhadas no arquivo de dados para monitoração de elementos específicos. Por fim, a janela “Execução” define qual o tipo de estudo será realizado, de acordo com as opções selecionadas previamente, onde pode-se realizar a execução de um único fluxo de potência ou dar início a construção de uma RSE. Ainda na janela “Execução”, é possível selecionar opções de execução específicas para cada tipo de estudo (fluxo de potência ou

construção de regiões de segurança). É importante destacar que o processamento paralelo não é possível de ser utilizado através da GUI.

## ANEXO A – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA TUTORIAL 9 BARRAS

Este anexo apresenta os dados da rede elétrica do sistema tutorial 9 barras, que foi utilizado durante as simulações deste trabalho. Esse sistema foi proposto inicialmente por [Anderson e Fouad \(1977\)](#) e as modificações realizadas em sua topologia são justificadas no Capítulo 8.

### A.1 DADOS DE BARRA

Os dados de todas as barras do sistema tutorial 9 barras para o ponto de operação do caso base são mostrados na Tabela 43.

Tabela 43 – Dados de barra do sistema tutorial 9 barras.

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ ( $^\circ$ )	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
1	PV	1,075	0,0	142,50	10,88	-	-	-
2	PV	1,075	-1,8	90,00	-2,59	-	-	-
3	PV	1,075	-1,4	85,00	-13,70	-	-	-
4	PQ	1,072	-4,1	-	-	-	-	-
5	PQ	1,050	-7,7	-	-	125,00	50,00	-
6	PQ	1,065	-6,7	-	-	90,00	30,00	-
7	PQ	1,078	-4,6	-	-	-	-	-
8	PQ	1,069	-6,3	-	-	100,00	35,00	-
9	PQ	1,083	-3,9	-	-	-	-	-
10	V $\theta$	1,075	0,0	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

Os limites de tensão em condições normais de operação e para situações de emergência para todas as barras do sistemas são apresentados na Tabela 44.

Tabela 44 – Limites de tensão das barras do sistema tutorial 9 barras.

$V_{MIN}$ (p.u.)	$V_{MAX}$ (p.u.)	$V_{MIN,E}$ (p.u.)	$V_{MAX,E}$ (p.u.)
0,90	1,10	0,90	1,10

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## A.2 DADOS DE GERAÇÃO

Os limites de geração de potência ativa e reativa das barras de geração desse sistema podem ser visto na Tabela 45. É importante destacar que deixou-se em aberto o limite mínimo de geração de potência ativa ( $P_{G,MIN}$ ) da barra 10, que é a barra *swing* do sistema, pois durante o processo de construção da RSE podem ocorrer situações em que variação das perdas faça com que essa barra assuma valores de geração negativos para fechar o balanço de potência do sistema.

Tabela 45 – Dados de geração do sistema tutorial 9 barras.

Barra do Gerador	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)	$Q_{G,MIN}$ (Mvar)	$Q_{G,MAX}$ (Mvar)
1	0,0	247,5	-130,0	130,4
2	0,0	192,0	-101,0	101,2
3	0,0	128,0	-67,4	67,4
10	-9999,0	9999,0	-9999,0	9999,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## A.3 DADOS DE CIRCUITOS

Os parâmetros das linhas de transmissão e transformadores do sistema são mostrados na Tabela 46. Tal sistema possui apenas transformadores de *tap* fixo.

Tabela 46 – Dados dos circuitos do sistema tutorial 9 barras.

Barra DE	Barra PARA	Nº do circuito	R (%)	X (%)	Bsh (Mvar)	Tap	Capacidade térmica (MVA)		
							Nominal	Emerg.	Equip.
1	4	1	0,00	5,76	0,00	1,00	250	250	250
2	7	1	0,00	6,25	0,00	1,00	200	200	200
3	9	1	0,00	5,86	0,00	1,00	300	300	300
4	5	1	1,00	8,50	17,60	-	300	300	300
4	6	1	1,70	9,20	15,80	-	200	200	200
6	9	1	3,90	17,00	35,80	-	200	200	200
7	5	1	3,20	16,10	30,60	-	300	300	300
7	8	1	0,85	7,20	14,90	-	300	300	300
8	9	1	1,19	10,08	20,90	-	300	300	300
10	1	1	0,00	0,01	0,00	-	9999	9999	9999

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### A.4 LISTA DE CONTINGÊNCIAS

A lista de contingências aplicadas ao sistema tutorial 9 barras é apresentada na Tabela 47.

Tabela 47 – Lista de contingências do sistema tutorial 9 barras.

<b>Número da contingência</b>	<b>Identificação da contingência</b>
1	Desligamento da linha de transmissão 4-5-1
2	Desligamento da linha de transmissão 4-6-1
3	Desligamento da linha de transmissão 6-9-1
4	Desligamento da linha de transmissão 7-5-1
5	Desligamento da linha de transmissão 7-8-1
6	Desligamento da linha de transmissão 8-9-1

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## ANEXO B – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA TESTE *NEW ENGLAND*

Este anexo apresenta os dados da rede elétrica do sistema teste *New England* que foram utilizados durante as simulações deste trabalho. Os dados originais desse sistema podem ser encontrados em [Athay, Podmore e Virmani \(1979\)](#) e [Mili, Baldwin e Adapa \(1990\)](#). As modificações realizadas na topologia original desse sistema foram devidamente justificadas no Capítulo 8.

### B.1 DADOS DE BARRA

A Tabela 48 apresenta os dados das barras do sistema *New England* para o ponto de operação adotado como caso base para as simulações.

Tabela 48 – Dados de barra do sistema teste *New England*.

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ (°)	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
1	PQ	1,024	-20,0	-	-	-	-	-
2	PQ	1,028	-36,0	-	-	-	-	-
3	PQ	1,001	-42,0	-	-	418,60	3,12	-
4	PQ	0,971	-43,0	-	-	650,00	239,2	-
5	PQ	0,978	-39,0	-	-	-	-	-
6	PQ	0,985	-38,0	-	-	-	-	-
7	PQ	0,963	-40,0	-	-	303,90	109,20	-
8	PQ	0,958	-39,0	-	-	678,60	228,80	-
9	PQ	0,986	-22,0	-	-	-	-	-
10	PQ	0,984	-37,0	-	-	-	-	-
11	PQ	0,990	-38,0	-	-	-	-	-
12	PQ	0,970	-38,0	-	-	11,05	114,40	-
13	PQ	0,989	-39,0	-	-	-	-	-
14	PQ	0,982	-42,0	-	-	-	-	-
15	PQ	0,985	-46,0	-	-	416,00	198,90	-
16	PQ	1,008	-46,0	-	-	428,20	41,99	-
17	PQ	1,006	-46,0	-	-	-	-	-
18	PQ	1,002	-45,0	-	-	205,40	39,00	-
19	PQ	1,038	-44,0	-	-	-	-	-
20	PQ	0,980	-47,0	-	-	884,00	133,90	-
21	PQ	1,010	-45,0	-	-	356,20	149,50	-
22	PQ	1,038	-40,0	-	-	-	-	-
23	PQ	1,025	-41,0	-	-	321,80	110,00	-
24	PQ	1,015	-47,0	-	-	401,20	-120,00	-
25	PQ	1,025	-37,0	-	-	291,20	61,36	-
26	PQ	1,023	-43,0	-	-	180,70	22,10	-
27	PQ	1,006	-46,0	-	-	365,30	98,15	-
28	PQ	1,033	-41,0	-	-	267,80	35,88	-
29	PQ	1,038	-39,0	-	-	368,60	34,97	-
30	PV	1,048	-33,0	250,0	268,0	-	-	-

Continua na próxima página

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ (°)	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
31	PV	1,030	-29,0	573,2	363,5	11,96	5,98	-
32	PV	0,983	-29,0	650,0	359,6	-	-	-
33	PV	0,997	-39,0	632,0	183,9	-	-	-
34	PV	1,012	-42,0	508,0	223,8	-	-	-
35	PV	1,049	-35,0	650,0	292,5	-	-	-
36	PV	1,040	-33,0	560,0	151,3	-	-	-
37	PV	1,028	-30,0	540,0	144,4	-	-	-
38	PV	1,027	-32,0	800,0	104,8	-	-	-
39	PV	1,030	0,0	2896,0	531,6	1435,00	325,00	-
40	V $\theta$	1,030	0,0	0,0	0,0	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

A Tabela 49 contém os limites de tensão do sistema *New England* para condições normais de operação e em emergência.

Tabela 49 – Limites de tensão das barras do sistema teste *New England*.

$V_{MIN}$ (p.u.)	$V_{MAX}$ (p.u.)	$V_{MIN,E}$ (p.u.)	$V_{MAX,E}$ (p.u.)
0,90	1,10	0,90	1,10

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## B.2 DADOS DE GERAÇÃO

Os limites de geração de potência ativa e reativa das barras de geração do sistema *New England* são apresentados na Tabela 50. Esses limite foram definidos pelo autor de forma a permitir uma boa visualização dos limites de segurança da RSE, haja vista que tais valores não foram encontrados na literatura.

Assim como no Anexo A, o limite mínimo de geração de potência ativa ( $P_{G,MIN}$ ) da barra *swing* do sistema (barra 40) foi deixado em aberto, porque durante o processo de construção da RSE podem ocorrer situações em que variação das perdas faça com que essa barra assuma valores de geração negativos para fechar o balanço de potência do sistema.

Tabela 50 – Dados de geração do sistema teste *New England*.

Barra do Gerador	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)	$Q_{G,MIN}$ (Mvar)	$Q_{G,MAX}$ (Mvar)
30	0,0	1000,0	-900,0	900,0
31	0,0	1000,0	-900,0	900,0
32	0,0	1000,0	-900,0	900,0
33	0,0	1000,0	-900,0	900,0
34	0,0	1000,0	-900,0	900,0
35	0,0	1000,0	-900,0	900,0
36	0,0	1000,0	-900,0	900,0
37	0,0	1000,0	-900,0	900,0
38	0,0	1000,0	-900,0	900,0
39	0,0	3000,0	-900,0	900,0
40	-9999,0	9999,0	-9999,0	9999,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### B.3 DADOS DE CIRCUITOS

Os dados das linhas de transmissão e transformadores do sistema teste *New England* podem ser vistos na Tabela 51. Observa-se que esse sistema só possui transformadores de *tap* fixo. As capacidades térmicas dos circuitos desse sistema foram definidas com base nas informações apresentadas por Almeida (2011).

Tabela 51 – Dados dos circuitos do sistema teste *New England*.

Barra DE	Barra PARA	Nº do circuito	R (%)	X (%)	Bsh (Mvar)	Tap	Capacidade térmica (MVA)		
							Nominal	Emerg.	Equip.
1	2	1	0,35	4,11	69,87	-	1800	1800	1800
1	39	1	0,10	2,50	75,00	-	1800	1800	1800
2	3	1	0,13	1,51	25,72	-	1800	1800	1800
2	25	1	0,70	0,86	14,60	-	1800	1800	1800
2	30	1	0,00	1,81	0,00	1,025	1800	1800	1800
3	4	1	0,13	2,13	22,14	-	1800	1800	1800
3	18	1	0,11	1,33	21,38	-	1800	1800	1800
4	5	1	0,08	1,28	13,42	-	1800	1800	1800
4	14	1	0,08	1,29	13,82	-	1800	1800	1800
5	6	1	0,02	0,26	4,34	-	1800	1800	1800
5	8	1	0,08	1,12	14,76	-	1800	1800	1800
6	7	1	0,06	0,92	11,30	-	1800	1800	1800
6	11	1	0,07	0,82	13,89	-	1800	1800	1800
6	31	1	0,00	2,50	0,00	1,070	1800	1800	1800
7	8	1	0,04	0,46	7,80	-	1800	1800	1800
8	9	1	0,23	3,63	38,04	-	1800	1800	1800
9	39	1	0,10	2,50	120,00	-	1800	1800	1800
10	11	1	0,04	0,43	7,29	-	1800	1800	1800

Continua na próxima página

Barra DE	Barra PARA	Nº do circuito	R (%)	X (%)	Bsh (Mvar)	Tap	Capacidade térmica (MVA)		
							Nominal	Emerg.	Equip.
10	13	1	0,04	0,43	7,29	-	1800	1800	1800
10	32	1	0,00	2,00	0,00	1,070	1800	1800	1800
12	11	1	0,16	4,35	0,00	1,006	1800	1800	1800
12	13	1	0,16	4,35	0,00	1,006	1800	1800	1800
13	14	1	0,09	1,01	17,23	-	1800	1800	1800
14	15	1	0,18	2,17	36,60	-	1800	1800	1800
15	16	1	0,09	0,94	17,10	-	1800	1800	1800
16	17	1	0,07	0,89	13,42	-	1800	1800	1800
16	19	1	0,16	1,95	30,40	-	1800	1800	1800
16	21	1	0,08	1,35	25,48	-	1800	1800	1800
16	24	1	0,03	0,59	6,80	-	1800	1800	1800
17	18	1	0,07	0,82	13,19	-	1800	1800	1800
17	27	1	0,13	1,73	32,16	-	1800	1800	1800
19	20	1	0,07	1,38	0,00	1,060	1800	1800	1800
19	33	1	0,07	1,42	0,00	1,070	1800	1800	1800
20	34	1	0,09	1,80	0,00	1,009	1800	1800	1800
21	22	1	0,08	1,40	25,65	-	1800	1800	1800
22	23	1	0,06	0,96	18,46	-	1800	1800	1800
22	35	1	0,00	1,43	0,00	1,025	1800	1800	1800
23	24	1	0,22	3,50	36,10	-	1800	1800	1800
23	36	1	0,05	2,72	0,00	1,000	1800	1800	1800
25	26	1	0,32	3,23	51,30	-	1800	1800	1800
25	37	1	0,06	2,32	0,00	1,025	1800	1800	1800
26	27	1	0,14	1,47	23,96	-	1800	1800	1800
26	28	1	0,43	4,74	78,02	-	1800	1800	1800
26	29	1	0,57	6,25	102,90	-	1800	1800	1800
28	29	1	0,14	1,51	24,90	-	1800	1800	1800
29	38	1	0,08	1,56	0,00	1,025	1800	1800	1800
40	39	1	0,00	0,01	0,00	-	9999	9999	9999

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### B.4 LISTA DE CONTINGÊNCIAS

A lista de contingências aplicadas ao sistema teste *New England* é apresentada na Tabela 52.

Tabela 52 – Lista de contingências do sistema teste *New England*.

Número da contingência	Identificação da contingência
1	Desligamento da linha de transmissão 26-27-1
2	Desligamento da linha de transmissão 26-29-1

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## ANEXO C – DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA TESTE IEEE NÓRDICO

Este anexo apresenta os dados utilizados durante as simulações da rede elétrica do sistema teste IEEE Nórdico. Os dados originais desse sistema se encontram em [Cutsem \*et al.\* \(2015\)](#). As modificações realizadas na topologia original desse sistema foram devidamente justificadas no Capítulo 8.

### C.1 DADOS DE BARRA

Foram adotados dois pontos de operação durante as simulações, onde as diferenças se encontram apenas nos dados de barra. Por esse motivo, os dados de barra de cada ponto de operação são apresentados separadamente.

#### C.1.1 Ponto de operação A

A Tabela 53 contém os dados das barras do sistema Nórdico para o ponto de operação A. Esse ponto é caracterizado pelo alto carregamento da área central e por sua proximidade do limite de estabilidade de tensão.

Tabela 53 – Dados de barra do sistema teste IEEE Nórdico no ponto de operação A.

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ (°)	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
1	PQ	0,998	-85,0	-	-	600,00	148,20	-
2	PQ	1,001	-71,0	-	-	330,00	71,00	-
3	PQ	0,997	-80,0	-	-	260,00	83,80	-
4	PQ	0,999	-71,0	-	-	840,00	252,00	-
5	PQ	0,995	-75,0	-	-	720,00	190,40	-
11	PQ	1,002	-9,4	-	-	200,00	68,80	-
12	PQ	0,997	-5,9	-	-	300,00	83,80	-
13	PQ	0,995	-1,6	-	-	100,00	34,40	-
22	PQ	0,994	-22,0	-	-	280,00	79,90	-
31	PQ	1,003	-40,0	-	-	100,00	24,70	-
32	PQ	0,997	-27,0	-	-	200,00	39,60	-
41	PQ	0,996	-57,0	-	-	540,00	131,40	-
42	PQ	0,994	-60,0	-	-	400,00	127,40	-
43	PQ	1,000	-66,0	-	-	900,00	254,60	-
46	PQ	0,998	-67,0	-	-	700,00	211,80	-
47	PQ	0,994	-62,0	-	-	100,00	44,00	-
51	PQ	0,997	-74,0	-	-	800,00	258,20	-

Continua na próxima página

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ (°)	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
61	PQ	0,994	-61,0	-	-	500,00	122,50	-
62	PQ	1,000	-57,0	-	-	300,00	83,80	-
63	PQ	0,998	-54,0	-	-	590,00	264,60	-
71	PQ	1,002	-7,8	-	-	300,00	83,80	-
72	PQ	0,997	-6,8	-	-	2000,00	396,10	-
101	PV	1,068	2,6	600,00	59,76	-	-	-
102	PV	1,056	5,1	300,00	17,75	-	-	-
103	PV	1,059	10,3	550,00	21,27	-	-	-
104	PV	1,033	8,1	400,00	30,63	-	-	-
105	PV	1,029	-12,0	200,00	60,97	-	-	-
106	PV	1,008	-60,0	360,00	139,00	-	-	-
107	PV	1,014	-69,0	180,00	61,30	-	-	-
108	PV	1,049	-17,0	750,00	232,70	-	-	-
109	PV	0,998	-1,6	668,50	200,80	-	-	-
110	PV	1,015	1,0	600,00	255,50	-	-	-
111	PV	1,021	-29,0	250,00	62,17	-	-	-
112	PV	1,020	-32,0	310,00	100,30	-	-	-
113	PV	1,017	-54,0	0,00	52,40	-	-	-
114	PV	1,045	-50,0	630,00	297,90	-	-	-
115	PV	1,045	-52,0	1080,00	379,40	-	-	-
116	PV	1,053	-64,0	600,00	224,30	-	-	-
117	PV	1,009	-47,0	530,00	50,40	-	-	-
118	PV	1,030	-43,0	1060,00	293,30	-	-	-
119	PV	1,030	0,1	300,00	122,70	-	-	-
120	PV	1,018	0,0	2138,00	376,50	-	-	-
1011	PQ	1,061	-6,6	-	-	-	-	-
1012	PQ	1,063	-3,1	-	-	-	-	-
1013	PQ	1,054	1,3	-	-	-	-	-
1014	PQ	1,061	4,3	-	-	-	-	-
1021	PQ	1,030	2,7	-	-	-	-	-
1022	PQ	1,050	-19,0	-	-	-	-	50,00
1041	PQ	1,012	-82,0	-	-	-	-	250,00
1042	PQ	1,014	-67,0	-	-	-	-	-
1043	PQ	1,027	-77,0	-	-	-	-	200,00
1044	PQ	1,006	-68,0	-	-	-	-	200,00
1045	PQ	1,010	-72,0	-	-	-	-	200,00
2031	PQ	1,027	-37,0	-	-	-	-	-
2032	PQ	1,069	-24,0	-	-	-	-	-
4011	PQ	1,022	-7,5	-	-	-	-	-
4012	PQ	1,023	-5,5	-	-	-	-	-100,00
4021	PQ	1,048	-36,0	-	-	-	-	-
4022	PQ	0,994	-21,0	-	-	-	-	-
4031	PQ	1,036	-40,0	-	-	-	-	-

Continua na próxima página

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ ( $^\circ$ )	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
4032	PQ	1,048	-45,0	-	-	-	-	-
4041	PQ	1,050	-54,0	-	-	-	-	200,00
4042	PQ	1,042	-57,0	-	-	-	-	-
4043	PQ	1,036	-64,0	-	-	-	-	200,00
4044	PQ	1,039	-64,0	-	-	-	-	-
4045	PQ	1,053	-69,0	-	-	-	-	-
4046	PQ	1,035	-64,0	-	-	-	-	100,00
4047	PQ	1,058	-60,0	-	-	-	-	-
4051	PQ	1,066	-71,0	-	-	-	-	100,00
4061	PQ	1,038	-58,0	-	-	-	-	-
4062	PQ	1,055	-54,0	-	-	-	-	-
4063	PQ	1,053	-51,0	-	-	-	-	-
4071	PQ	1,048	-5,0	-	-	-	-	-400,00
4072	PQ	1,059	-3,9	-	-	-	-	-
9999	Vtheta	1,018	0,0	0,0	0,0	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### C.1.2 Ponto de operação B

A Tabela 54 apresenta os dados das barras do sistema Nórdico para o ponto de operação B. Esse ponto é caracterizado por uma redução de 5% da carga da área central (de 6190,0 MW para 5880,5 MW), considerando um fator de potência constante. Para manter o balanço de potência, a geração de potência ativa do gerador g20 (barra 120) foi reduzida proporcionalmente. Essa redução no carregamento do sistema torna esse ponto de operação mais distante do limite de estabilidade de tensão.

Tabela 54 – Dados de barra do sistema teste IEEE Nórdico no ponto de operação B.

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ ( $^\circ$ )	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
1	PQ	0,998	-85,0	-	-	570,00	140,80	-
2	PQ	1,001	-71,0	-	-	313,50	67,50	-
3	PQ	0,997	-80,0	-	-	247,00	79,60	-
4	PQ	0,999	-71,0	-	-	798,00	239,40	-
5	PQ	0,995	-75,0	-	-	684,00	180,90	-
11	PQ	1,002	-9,4	-	-	200,00	68,80	-
12	PQ	0,997	-5,9	-	-	300,00	83,80	-
13	PQ	0,995	-1,6	-	-	100,00	34,40	-

Continua na próxima página

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ (°)	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
22	PQ	0,994	-22,0	-	-	280,00	79,90	-
31	PQ	1,003	-40,0	-	-	100,00	24,70	-
32	PQ	0,997	-27,0	-	-	200,00	39,60	-
41	PQ	0,996	-57,0	-	-	513,00	124,80	-
42	PQ	0,994	-60,0	-	-	380,00	121,00	-
43	PQ	1,000	-66,0	-	-	855,00	241,90	-
46	PQ	0,998	-67,0	-	-	665,00	201,20	-
47	PQ	0,994	-62,0	-	-	95,00	41,80	-
51	PQ	0,997	-74,0	-	-	760,00	245,30	-
61	PQ	0,994	-61,0	-	-	500,00	122,50	-
62	PQ	1,000	-57,0	-	-	300,00	83,80	-
63	PQ	0,998	-54,0	-	-	590,00	264,60	-
71	PQ	1,002	-7,8	-	-	300,00	83,80	-
72	PQ	0,997	-6,8	-	-	2000,00	396,10	-
101	PV	1,068	2,6	600,00	59,76	-	-	-
102	PV	1,056	5,1	300,00	17,75	-	-	-
103	PV	1,059	10,3	550,00	21,27	-	-	-
104	PV	1,033	8,1	400,00	30,63	-	-	-
105	PV	1,029	-12,0	200,00	60,97	-	-	-
106	PV	1,008	-60,0	360,00	139,00	-	-	-
107	PV	1,014	-69,0	180,00	61,30	-	-	-
108	PV	1,049	-17,0	750,00	232,70	-	-	-
109	PV	0,998	-1,6	668,50	200,80	-	-	-
110	PV	1,015	1,0	600,00	255,50	-	-	-
111	PV	1,021	-29,0	250,00	62,17	-	-	-
112	PV	1,020	-32,0	310,00	100,30	-	-	-
113	PV	1,017	-54,0	0,00	52,40	-	-	-
114	PV	1,045	-50,0	630,00	297,90	-	-	-
115	PV	1,045	-52,0	1080,00	379,40	-	-	-
116	PV	1,053	-64,0	600,00	224,30	-	-	-
117	PV	1,009	-47,0	530,00	50,40	-	-	-
118	PV	1,030	-43,0	1060,00	293,30	-	-	-
119	PV	1,030	0,1	300,00	122,70	-	-	-
120	PV	1,018	0,0	1828,00	376,50	-	-	-
1011	PQ	1,061	-6,6	-	-	-	-	-
1012	PQ	1,063	-3,1	-	-	-	-	-
1013	PQ	1,054	1,3	-	-	-	-	-
1014	PQ	1,061	4,3	-	-	-	-	-
1021	PQ	1,030	2,7	-	-	-	-	-
1022	PQ	1,050	-19,0	-	-	-	-	50,00
1041	PQ	1,012	-82,0	-	-	-	-	250,00
1042	PQ	1,014	-67,0	-	-	-	-	-
1043	PQ	1,027	-77,0	-	-	-	-	200,00

Continua na próxima página

Barra	Tipo	$V_k$ (p.u.)	$\theta_k$ (°)	$P_{G,k}$ (MW)	$Q_{G,k}$ (Mvar)	$P_{L,k}$ (MW)	$Q_{L,k}$ (Mvar)	Sh (Mvar)
1044	PQ	1,006	-68,0	-	-	-	-	200,00
1045	PQ	1,010	-72,0	-	-	-	-	200,00
2031	PQ	1,027	-37,0	-	-	-	-	-
2032	PQ	1,069	-24,0	-	-	-	-	-
4011	PQ	1,022	-7,5	-	-	-	-	-
4012	PQ	1,023	-5,5	-	-	-	-	-100,00
4021	PQ	1,048	-36,0	-	-	-	-	-
4022	PQ	0,994	-21,0	-	-	-	-	-
4031	PQ	1,036	-40,0	-	-	-	-	-
4032	PQ	1,048	-45,0	-	-	-	-	-
4041	PQ	1,050	-54,0	-	-	-	-	200,00
4042	PQ	1,042	-57,0	-	-	-	-	-
4043	PQ	1,036	-64,0	-	-	-	-	200,00
4044	PQ	1,039	-64,0	-	-	-	-	-
4045	PQ	1,053	-69,0	-	-	-	-	-
4046	PQ	1,035	-64,0	-	-	-	-	100,00
4047	PQ	1,058	-60,0	-	-	-	-	-
4051	PQ	1,066	-71,0	-	-	-	-	100,00
4061	PQ	1,038	-58,0	-	-	-	-	-
4062	PQ	1,055	-54,0	-	-	-	-	-
4063	PQ	1,053	-51,0	-	-	-	-	-
4071	PQ	1,048	-5,0	-	-	-	-	-400,00
4072	PQ	1,059	-3,9	-	-	-	-	-
9999	Vtheta	1,018	0,0	0,0	0,0	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

### C.1.3 Limites de tensão para os pontos de operação A e B

A Tabela 55 contém os limites de tensão do sistema Nórdico para condições normais de operação e em emergência, adotados para ambos os pontos de operação.

Tabela 55 – Limites de tensão das barras do sistema teste IEEE Nórdico.

$V_{MIN}$ (p.u.)	$V_{MAX}$ (p.u.)	$V_{MIN,E}$ (p.u.)	$V_{MAX,E}$ (p.u.)
0,90	1,10	0,90	1,10

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## C.2 DADOS DE GERAÇÃO

Os limites de geração de potência ativa e reativa das barras de geração do sistema Nórdico se encontram na Tabela 56. Tais limites foram definidos com base nas informações disponibilizadas por [Cutsem et al. \(2015\)](#), onde optou-se pela utilização dos limites de potência ativa e reativa iguais a potência aparente nominal dos respectivos geradores, a fim de permitir que a RSE desse sistema proporcionasse uma melhor visualização de violações dos limites de segurança. Assim como nos Anexos A e B, o limite mínimo de geração de potência ativa ( $P_{G,MIN}$ ) da gerador g21 (barra 9999), que é a barra swing do sistema, foi deixado em aberto.

Tabela 56 – Dados de geração do sistema teste IEEE Nórdico.

Nome do Gerador	Barra do Gerador	$P_{G,MIN}$ (MW)	$P_{G,MAX}$ (MW)	$Q_{G,MIN}$ (Mvar)	$Q_{G,MAX}$ (Mvar)
g1	101	0,0	800,0	-800,0	800,0
g2	102	0,0	600,0	-600,0	600,0
g3	103	0,0	700,0	-700,0	700,0
g4	104	0,0	600,0	-600,0	600,0
g5	105	0,0	250,0	-250,0	250,0
g6	106	0,0	400,0	-400,0	400,0
g7	107	0,0	200,0	-200,0	200,0
g8	108	0,0	850,0	-850,0	850,0
g9	109	0,0	1000,0	-1000,0	1000,0
g10	110	0,0	800,0	-800,0	800,0
g11	111	0,0	300,0	-300,0	300,0
g12	112	0,0	350,0	-350,0	350,0
g13	113	0,0	0,0	-300,0	300,0
g14	114	0,0	700,0	-700,0	700,0
g15	115	0,0	1200,0	-1200,0	1200,0
g16	116	0,0	700,0	-700,0	700,0
g17	117	0,0	600,0	-600,0	600,0
g18	118	0,0	1200,0	-1200,0	1200,0
g19	119	0,0	500,0	-500,0	500,0
g20	120	0,0	4500,0	-4500,0	4500,0
g21	9999	-9999,0	9999,0	-9999,0	9999,0

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

## C.3 DADOS DE CIRCUITOS

Os dados das linhas de transmissão e transformadores do sistema Nórdico estão na Tabela 57. Pode-se observar que apenas as capacidades térmicas das linhas de transmissão foram especificadas, deixando as capacidades dos transformadores em aberto.

Tabela 57 – Dados dos circuitos do sistema teste IEEE Nórdico.

Barra DE	Barra PARA	Nº do circuito	R (%)	X (%)	Bsh (Mvar)	Tap	Capacidade térmica (MVA)		
							Nominal	Emerg.	Equip.
1011	11	1	0,00	2,50	0,00	1,04	9999	9999	9999
1011	1013	1	1,00	7,00	1,38	-	350	350	350
1011	1013	2	1,00	7,00	1,38	-	350	350	350
1012	12	1	0,00	1,67	0,00	1,05	9999	9999	9999
1012	101	1	0,00	1,88	0,00	1,00	9999	9999	9999
1012	1014	1	1,40	9,00	1,81	-	350	350	350
1012	1014	2	1,40	9,00	1,81	-	350	350	350
1013	13	1	0,00	5,00	0,00	1,04	9999	9999	9999
1013	102	1	0,00	2,50	0,00	1,00	9999	9999	9999
1013	1014	1	0,70	5,00	1,01	-	350	350	350
1013	1014	2	0,70	5,00	1,01	-	350	350	350
1014	103	1	0,00	2,14	0,00	1,00	9999	9999	9999
1021	104	1	0,00	2,50	0,00	1,00	9999	9999	9999
1021	1022	1	3,00	20,00	3,03	-	350	350	350
1021	1022	2	3,00	20,00	3,03	-	350	350	350
1022	22	1	0,00	1,79	0,00	1,04	9999	9999	9999
1022	105	1	0,00	6,00	0,00	1,05	9999	9999	9999
1041	1	1	0,00	0,83	0,00	1,00	9999	9999	9999
1041	1043	1	1,00	6,00	1,22	-	350	350	350
1041	1043	2	1,00	6,00	1,22	-	350	350	350
1041	1045	1	1,50	12,00	2,50	-	350	350	350
1041	1045	2	1,50	12,00	2,50	-	350	350	350
1042	2	1	0,00	1,67	0,00	1,00	9999	9999	9999
1042	106	1	0,00	3,75	0,00	1,05	9999	9999	9999
1042	1044	1	3,80	28,00	6,00	-	350	350	350
1042	1044	2	3,80	28,00	6,00	-	350	350	350
1042	1045	1	5,00	30,00	6,00	-	350	350	350
1043	3	1	0,00	2,17	0,00	1,01	9999	9999	9999
1043	107	1	0,00	7,50	0,00	1,05	9999	9999	9999
1043	1044	1	1,00	8,00	1,59	-	350	350	350
1043	1044	2	1,00	8,00	1,59	-	350	350	350
1044	4	1	0,00	0,63	0,00	0,99	9999	9999	9999
1045	5	1	0,00	0,71	0,00	1,00	9999	9999	9999
2031	31	1	0,00	5,00	0,00	1,01	9999	9999	9999
2031	2032	1	1,20	9,00	1,52	-	500	500	500
2031	2032	2	1,20	9,00	1,52	-	500	500	500
2032	32	1	0,00	2,50	0,00	1,06	9999	9999	9999
2032	108	1	0,00	1,76	0,00	1,05	9999	9999	9999
4011	109	1	0,00	1,50	0,00	1,05	9999	9999	9999
4011	1011	1	0,00	0,80	0,00	0,95	9999	9999	9999
4011	4012	1	0,10	0,80	20,11	-	1400	1400	1400

Continua na próxima página

Barra DE	Barra PARA	Nº do circuito	R (%)	X (%)	Bsh (Mvar)	Tap	Capacidade térmica (MVA)		
							Nominal	Emerg.	Equip.
4011	4021	1	0,60	6,00	179,95	-	1400	1400	1400
4011	4022	1	0,40	4,00	120,13	-	1400	1400	1400
4011	4071	1	0,50	4,50	140,24	-	1400	1400	1400
4012	110	1	0,00	1,88	0,00	1,05	9999	9999	9999
4012	1012	1	0,00	0,80	0,00	0,95	9999	9999	9999
4012	4022	1	0,40	3,50	105,06	-	1400	1400	1400
4012	4071	1	0,50	5,00	149,79	-	1400	1400	1400
4021	111	1	0,00	5,00	0,00	1,05	9999	9999	9999
4021	4032	1	0,40	4,00	120,13	-	1400	1400	1400
4021	4042	1	1,00	6,00	300,09	-	1400	1400	1400
4022	1022	1	0,00	1,20	0,00	0,93	9999	9999	9999
4022	4031	1	0,40	4,00	120,13	-	1400	1400	1400
4022	4031	2	0,40	4,00	120,13	-	1400	1400	1400
4031	112	1	0,00	4,29	0,00	1,05	9999	9999	9999
4031	2031	1	0,00	1,20	0,00	1,00	9999	9999	9999
4031	4032	1	0,10	1,00	30,16	-	1400	1400	1400
4031	4041	1	0,60	4,00	239,77	-	1400	1400	1400
4031	4041	2	0,60	4,00	239,77	-	1400	1400	1400
4032	4042	1	1,00	4,00	200,06	-	1400	1400	1400
4032	4044	1	0,60	5,00	239,77	-	1400	1400	1400
4041	41	1	0,00	0,93	0,00	1,04	9999	9999	9999
4041	113	1	0,00	3,33	0,00	1,05	9999	9999	9999
4041	4044	1	0,30	3,00	89,97	-	1400	1400	1400
4041	4061	1	0,60	4,50	130,19	-	1400	1400	1400
4042	42	1	0,00	1,25	0,00	1,03	9999	9999	9999
4042	114	1	0,00	2,14	0,00	1,05	9999	9999	9999
4042	4043	1	0,20	1,50	49,76	-	1400	1400	1400
4042	4044	1	0,20	2,00	59,82	-	1400	1400	1400
4043	43	1	0,00	0,56	0,00	1,02	9999	9999	9999
4043	4044	1	0,10	1,00	30,16	-	1400	1400	1400
4043	4046	1	0,10	1,00	30,16	-	1400	1400	1400
4043	4047	1	0,20	2,00	59,82	-	1400	1400	1400
4044	1044	1	0,00	1,00	0,00	1,03	9999	9999	9999
4044	1044	2	0,00	1,00	0,00	1,03	9999	9999	9999
4044	4045	1	0,20	2,00	59,82	-	1400	1400	1400
4044	4045	2	0,20	2,00	59,82	-	1400	1400	1400
4045	1045	1	0,00	1,00	0,00	1,04	9999	9999	9999
4045	1045	2	0,00	1,00	0,00	1,04	9999	9999	9999
4045	4051	1	0,40	4,00	120,13	-	1400	1400	1400
4045	4051	2	0,40	4,00	120,13	-	1400	1400	1400
4045	4062	1	1,10	8,00	239,77	-	1400	1400	1400
4046	46	1	0,00	0,71	0,00	1,02	9999	9999	9999
4046	4047	1	0,10	1,50	49,76	-	1400	1400	1400
4047	47	1	0,00	5,00	0,00	1,04	9999	9999	9999
4047	115	1	0,00	1,25	0,00	1,05	9999	9999	9999
4051	51	1	0,00	0,62	0,00	1,05	9999	9999	9999
4051	116	1	0,00	2,14	0,00	1,05	9999	9999	9999
4061	61	1	0,00	1,00	0,00	1,03	9999	9999	9999
4061	4062	1	0,20	2,00	59,82	-	1400	1400	1400
4062	62	1	0,00	1,67	0,00	1,04	9999	9999	9999
4062	117	1	0,00	2,50	0,00	1,05	9999	9999	9999

Continua na próxima página

Barra DE	Barra PARA	Nº do circuito	R (%)	X (%)	Bsh (Mvar)	Tap	Capacidade térmica (MVA)		
							Nominal	Emerg.	Equip.
4062	4063	1	0,30	3,00	89,97	-	1400	1400	1400
4062	4063	2	0,30	3,00	89,97	-	1400	1400	1400
4063	63	1	0,00	0,85	0,00	1,03	9999	9999	9999
4063	118	1	0,00	1,25	0,00	1,05	9999	9999	9999
4071	71	1	0,00	1,67	0,00	1,03	9999	9999	9999
4071	119	1	0,00	3,00	0,00	1,05	9999	9999	9999
4071	4072	1	0,30	3,00	300,09	-	1400	1400	1400
4071	4072	2	0,30	3,00	300,09	-	1400	1400	1400
4072	72	1	0,00	0,25	0,00	1,05	9999	9999	9999
4072	120	1	0,00	0,33	0,00	1,05	9999	9999	9999
9999	120	1	0,00	0,01	0,00	-	9999	9999	9999

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).

#### C.4 LISTA DE CONTINGÊNCIAS

A lista de contingências aplicadas ao sistema Nórdico pode ser vista na Tabela 58, onde destaca-se que a escolha da abertura de tais linhas de transmissão foi determinada por serem circuitos de interligação entre as áreas norte e central.

Tabela 58 – Lista de contingências do sistema teste IEEE Nórdico.

Número da contingência	Identificação da contingência
1	Desligamento da linha de transmissão 4031-4041-1
2	Desligamento da linha de transmissão 4032-4044-1
3	Desligamento da linha de transmissão 4032-4042-1
4	Desligamento da linha de transmissão 4021-4042-1

Fonte: Elaborado pelo autor (2020).