

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

SAMUEL CARDOSO DIAS FERNANDES

CONSTRUÇÃO DE NOMOGRAMAS PARA OPERAÇÃO DE SEPs CONSIDERANDO
RESTRITÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018

SAMUEL CARDOSO DIAS FERNANDES

CONSTRUÇÃO DE NOMOGRAMAS PARA OPERAÇÃO DE SEPs CONSIDERANDO
RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Departamento Acadêmico de Elétrica - DAELE da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de "Bacharel em Engenharia Elétrica".

Orientador:
Prof. Dr. Edson Aparecido Rozas Theodoro

CORNÉLIO PROCÓPIO

2018



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Samuel Cardoso Dias Fernandes

Construção de nomogramas para operação de SEPs considerando restrições de estabilidade transitória

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 16:00hs do dia 11/04/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Dr(a). Edson Aparecido Rozas Theodoro - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - (Membro)

Prof(a). Dr(a). Danilo Hernane Spatti - (Membro)

Dedico esse trabalho a minha família.

Agradecimentos

Primeiramente, a Deus, pelo dom da vida, por ser Luz em meu caminho e por estar sempre ao meu lado.

Ao meu orientador pela paciência, estímulo e pelos seus valiosos ensinamentos.

Aos meus familiares que mesmo não estando presentes fisicamente sempre se mostraram preocupados e me motivaram a sempre seguir em frente, em especial minha mãe, Maria Jesuína, meu pai, Antônio Reinaldo, e meus irmãos Saulo e Salueder.

Aos meus amigos da universidade que me aguentaram durante todos esses anos, alguns dos quais: Afonso Serrano, Eduardo Nogueira, João R. Paulo, Karen Taniguchi, Keila Emy, Leticia Cena, Lígia May, Lucas Miller, Matheus Presotto, Paulo Yamashita, Ruhan Policarpo, Vinícius Andrade.

Aos meus melhores amigos: Murilo Veronez, Taísa Alves e Ariadne Bueno pelo apoio e auxílio em todas as ocasiões necessárias.

A todos os professores que no decorrer do curso passaram seus ensinamentos e me fizeram crescer profissionalmente e academicamente.

Ao grupo GEDAP-SEP pela colaboração e acréscimo ao desenvolvimento dos trabalhos desenvolvidos.

A Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) - campus Cornélio Procopio.

"No entanto, ela se move"
(Galileu Galilei)

Resumo

Fernandes, S. C. D. **Construção de nomogramas para operação de SEPs considerando restrições de estabilidade transitória.** 2018. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

Este trabalho apresenta uma ferramenta computacional capaz de traçar regiões de segurança dinâmica (nomogramas) observando restrições de estabilidade transitória. Primeiro faz-se uma abordagem conceitual sobre estabilidade de sistemas elétricos de potência (SEPs). Além disso, apresenta a modelagem matemática necessária para realizar a análise de estabilidade transitória com um algoritmo desenvolvido para mapear regiões de segurança dinâmica. A partir desse algoritmo, desenvolvido para software MATLAB[®], são realizadas comparações com a literatura dos tempos críticos estimados para dois sistemas: IEEE 9 barras e sul-sudeste brasileiro reduzido. Como resultados apresenta-se regiões de segurança dinâmica para condições com diferentes níveis de detalhamento. A ferramenta computacional desenvolvida apresentou resultados factíveis para a aplicação na operação de SEPs.

Palavras-chaves: Sistemas de potência. Estabilidade transitória. Nomogramas. Operação de SEPs. Segurança de SEPs.

Abstract

Fernandes, S. C. D. **Construction of nomograms for power systems operation, considering transient stability constraints** 2018. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

This work presents a computational tool capable of draw transient stability constrained dynamic security regions. First, a conceptual approach about stability of electric power systems (EPS) is presented. Besides, it presents a mathematic modeling necessary for transient stability analysis and an algorithm developed to map dynamic security regions. With this algorithm, developed in MATLAB[®] software, comparisons between the estimated critical time obtained and the literature results are made for two power systems: IEEE 9 buses and south-southeast brazilian reduced power systems. The results presents the dynamic security region for conditions with different levels of detailment. The computational tool developed presents feasible results for application in power system operation.

Key-words: Power systems. Transient stability. Nomograms. Power system operation. Power system security assessment.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Classificação de estabilidade em sistemas de potência.	18
Figura 2 – Exemplo de nomograma com resultado da região de segurança. . .	21
Figura 3 – Modelo π para linhas.	25
Figura 4 – Modelo de gerador para período transitório.	28
Figura 5 – Fluxograma do algoritmo desenvolvido.	33
Figura 6 – Fluxograma para rotina de análise Transitória.	34
Figura 7 – Fluxograma para construção da região de segurança dinâmica. . .	35
Figura 8 – Contingência na linha 371-374 com curto-circuito próximo a barra 371.	44
a Dinâmica do ângulo.	44
b Dinâmica da velocidade.	44
Figura 9 – Contingência na linha 380-396 com curto-circuito próximo a barra 380.	44
a Dinâmica do ângulo.	44
b Dinâmica da velocidade.	44
Figura 10 – Contingência na linha 382-383 com curto-circuito próximo a barra 382.	44
a Dinâmica do ângulo.	44
b Dinâmica da velocidade.	44
Figura 11 – Contingência na linha 382-384 com curto-circuito próximo a barra 382.	45
a Dinâmica do ângulo.	45
b Dinâmica da velocidade.	45
Figura 12 – Contingência na linha 389-391 com curto-circuito próximo a barra 391.	45
a Dinâmica do ângulo.	45
b Dinâmica da velocidade.	45
Figura 13 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 12 direções em análise.	47
Figura 14 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 16 direções em análise.	48
Figura 15 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 24 direções em análise.	49
Figura 16 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 36 direções em análise.	50
Figura 17 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 12 direções em análise.	52
Figura 18 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 16 direções em análise.	53
Figura 19 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 24 direções em análise.	54
Figura 20 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 36 direções em análise.	55

Figura 21 – Sistema sul-sudeste brasileiro reduzido.	61
Figura 22 – Sistema teste IEEE 9 barras.	66

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tempos de atuação da proteção com base na tensão nominal	32
Tabela 2 – Comparação de tempos críticos por contingência para o sistema teste IEEE 9 barras	41
Tabela 3 – Comparação de tempos críticos por contingência para o sistema teste sul-sudeste brasileiro reduzido.	42
Tabela 3 – Comparação de tempos críticos por contingência para o sistema teste sul-sudeste brasileiro reduzido.	43
Tabela 4 – Relação Gerador-Grupo para o sistema IEEE 9 barras	46
Tabela 5 – Relação Gerador-Grupo para o sistema sul-sudeste brasileiro reduzido.	46
Tabela 6 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.	51
Tabela 6 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.	52
Tabela 7 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.	56
Tabela 7 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.	57
Tabela 8 – Tempos de execução da ferramenta.	57
Tabela 9 – Dados de barra do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.	62
Tabela 9 – Dados de barra do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.	63
Tabela 10 – Dados de linha do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.	63
Tabela 10 – Dados de linha do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.	64
Tabela 10 – Dados de linha do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.	65
Tabela 11 – Dados de geradores do sistema sul-sudeste reduzido.	65
Tabela 12 – Dados de barra do sistema IEEE 9 barras em p.u.	67
Tabela 13 – Dados de linha do sistema IEEE 9 barras em p.u.	67
Tabela 14 – Dados dos geradores do sistema IEEE 9 barras.	67

Lista de símbolos

β	Incremento de potência
$\ddot{\delta}_e$	Aceleração angular elétrica
$\ddot{\delta}_m$	Aceleração mecânica em relação a referência síncrona
$\ddot{\theta}_m$	Aceleração angular mecânica do rotor
ΔP_{gk}	Potência disponível para incremento ou decréscimo do gerador k , a depender da direção definida pelo caminho
δ_e	Ângulo elétrico
$\delta_m(t)$	Ângulo mecânico em relação a referência síncrona
$\dot{\delta}_k$	Derivada de primeira ordem do ângulo interno do gerador, velocidade angular
$\dot{\omega}_k$	Derivada de primeira ordem da velocidade angular do gerador, aceleração angular
$\frac{d}{dt}$	Derivada de primeira ordem em relação a t
$\frac{d^2}{dt^2}$	Derivada de segunda ordem em relação a t
Ω_k	Conjunto de elementos adjacentes a barra k
ω_k	Velocidade angular relativa do gerador
ω_{sm}	Velocidade angular mecânica síncrona
\Re	Conjunto dos números reais
θ_0	Ângulo inicial em relação ao ponto de referência
$\theta_m(t)$	Ângulo mecânico em função do tempo
θ_{ref}	Ângulo da referência síncrona
ζ_k	fator de participação no fornecimento de potência do gerador k
B_{km}^{sh}	Admitância <i>shunt</i> na barra k referente a barra m
B_{km}	Parte imaginária de Y_{red}
C_{km}	Susceptância de transferência
D_{km}	Condutância de transferência
E'_g	Tensão interna do gerador durante o período de transitório

G_{km}	Parte real de Y_{red}
H	Constante de inércia
I	Vetor de correntes
I_t	Corrente terminal que flui para o circuito
J	Inércia da máquina
M_k	Constante de inércia da máquina 'k' em função do número de polos
M_m	Constante de inércia da máquina
n_{bar}	Número total de barras
N_{cam}	Número total de caminhos/direções
n_{cam}	Caminho/direção atual sob análise
n_{ger}	Número total de geradores
P	Potência ativa da carga
p	Número de polos da máquina
P_D	Demanda do sistema: cargas + perdas
P_{gGn}	Potência ativa fornecida pelo grupo n
P_{gk}	Potência fornecida pelo gerador k
P_{max_k}	Máximo de potência ativa que o gerador k pode fornecer
P_{min_k}	Mínimo de potência ativa que o gerador k pode fornecer
Q	Potência reativa da carga
R_a	Resistência do enrolamento de armadura
S	Potência aparente da carga
S_b	Potência aparente de base
T_a	Torque de aceleração
T_b	Torque de base
T_e	Torque elétrico
T_m	Torque mecânico

t_{ab}	Tempo de abertura
t_{cr}	Tempo crítico de abertura
t_{es}	Tempo de abertura para o qual o SEP é estável
t_{in}	Tempo de abertura para o qual o SEP é instável
V	Vetor de tensões
V_k	Tensão da barra k
V_t	Tensão terminal do gerador
x'_{dk}	Impedância transitória de eixo direto do gerador k
Y_{busL}	Matriz diagonal que representa as cargas nas barras de geração e de carga como admitâncias
Y_{carga}	Admitância da carga modelada como impedância constante
Y_{FC}	Matriz admitância do fluxo de carga
Y_G	Matriz diagonal com a impedância transitória de eixo direto dos geradores representada como admitâncias
y_{km}	Admitância série medida entre a barra k e a barra m
Y_{LG}	Matriz diagonal das admitâncias das cargas conectadas as barras dos geradores
Y_{LL}	Matriz diagonal das admitâncias das cargas conectadas as barras de carga

Sumário

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa	16
1.2	Objetivos	16
1.3	Divisão do trabalho	16
2	DEFINIÇÕES E CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
2.1	Nomogramas e região de segurança dinâmica	19
3	MODELAGEM E EQUACIONAMENTO DO PROBLEMA	22
3.1	Modelagem do gerador síncrono	22
3.2	Modelagem do sistema elétrico	24
3.3	Modelo clássico do gerador	28
3.4	Potência elétrica consumida	29
4	SOLUÇÃO DA EQUAÇÃO DO SWING E DELIMITAÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA DINÂMICA	31
4.1	Funcionamento do algoritmo	32
5	RESULTADOS	41
5.1	Tempos críticos estimados	41
5.2	O nomograma	46
6	CONCLUSÃO	58
6.1	Perspectivas futuras	58
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICE A – SISTEMA TESTE SUL-SUDESTE BRASILEIRO REDUZIDO	61
	APÊNDICE B – SISTEMA TESTE IEEE 9 BARRAS	66

1 Introdução

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), é um sistema interligado de grande porte que apresenta dominância de usinas hidrelétricas (ONS, a). Esse órgão é responsável pelo controle da operação e das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Um dos objetivos estratégicos do ONS é "atuar de forma preventiva junto ao planejamento da expansão, como regulador e poder concedente, visando o aumento da segurança e redução dos custos da operação" (ONS, b).

Para garantir a segurança do SIN o ONS, dentre os diversos recursos disponíveis, utiliza um programa computacional, o Organon, para realizar simulações e supervisionar em tempo real as variáveis do sistema. Uma das funções desse programa é fazer simulações de análise estática e dinâmica para estudos nas áreas de planejamento, programação e operação de sistemas em tempo-real (QUADROS et al., 2008).

A interligação do sistema permite que quando houver necessidade de energia elétrica em uma determinada região do país outra região a possa fornecer. Além disso ainda é utilizado o critério (N-1), que procura garantir que na ausência de uma linha, ou equipamento de transmissão outra a possa substituir ou realizar sua função (ONS, a). Com essa interligação ocorrem alguns problemas, como o aumento das correntes de curto-circuito, o aumento da sensibilidade a variações de grandes cargas, perda de geradores e de linhas principais devido a contingências. Para que o SEP continue em operação é necessário que este seja "flexível a presença de defeitos ou perturbações de forma a garantir a continuidade de serviço quando sujeito a anomalias" (BRETAS; ALBERTO, 2000, p. 15). A reação do SEP a essas perturbações é o campo de estudo da análise de estabilidade.

Quando ocorre uma falta, ou seja, quando há uma falha que comprometa o fluxo normal de corrente, há, no instante da falta, mudança do fluxo de corrente no sistema e, posteriormente, uma mudança de topologia quando a falta é eliminada (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Isso altera o fluxo de carga e o funcionamento do gerador. Por esta razão são estudadas as alterações que ocorrem ao gerador por meio de simulações de contingências.

Algumas vezes a ONS toma a decisão de realizar intervenção. Quando isso ocorre, os agentes de operação tem a necessidade de informar, caso exista, a transgressão de uma restrição de segurança. Estas restrições têm como objetivo garantir confiabilidade e segurança do mesmo. Um dos estudos realizados quando o sistema está sujeito a perturbações é a verificação do sincronismo dos geradores, sendo este estudo denominado de análise de estabilidade transitória (ONS, 2017a).

1.1 Justificativa

Uma das ferramentas utilizadas para avaliar a segurança e realizar o monitoramento dos SEPs é o nomograma. Através dessa ferramenta é possível visualizar o ponto de operação do sistema e determinar, considerando as contingências analisadas, se a operação é segura ou não. Dito isso, tem-se que a modelagem matemática desse tipo de problema envolve resolução de um sistema de equações diferenciais não lineares de grande porte, o que torna difícil a simplificação dos métodos empregados. O desenvolvimento de um programa capaz de prever se o próximo ponto de operação é transitoriamente estável caso ocorra uma falta no sistema pode auxiliar em estudos futuros sobre a operação do SEP. Do exposto anteriormente, justifica-se a importância deste trabalho (QUADROS et al., 2008; BRETAS; ALBERTO, 2000).

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é construir uma ferramenta computacional capaz de traçar nomogramas, a ser utilizada para operação de SEPs, considerando restrições de estabilidade transitória.

Como objetivos específicos deste trabalho tem-se:

- analisar a resposta transitória do SEP durante a ocorrência de transitórios eletromecânicos;
- determinar a influência da análise de segurança dinâmica nas restrições de operação do sistema elétrico;

1.3 Divisão do trabalho

O capítulo 2 apresenta os conceitos principais relacionados ao estudo de estabilidade e suas subdivisões e discute sobre o conceito de estabilidade transitória, explicando sua relação com o sincronismo entre os geradores e o tempo crítico de abertura.

O capítulo 3 apresenta a modelagem utilizada no trabalho, desenvolve-se a equação do swing, modela-se o SEP a fim de simplificá-lo posteriormente, apresenta-se o modelo clássico do gerador para o período transitório. Por fim apresenta-se a equação da potência elétrica consumida pelo sistema.

O capítulo 4 apresenta como foi desenvolvida a ferramenta computacional, apresentando alguns detalhes de desenvolvimento e fluxogramas de construção.

O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos através da ferramenta, faz comparações com trabalhos da literatura e apresenta exemplos de nomogramas obtidos pela ferramenta desenvolvida.

O capítulo 6 apresenta conclusões sobre a ferramenta e perspectivas futuras de desenvolvimento.

Nos apêndices são apresentados os dados dos sistemas utilizados neste trabalho.

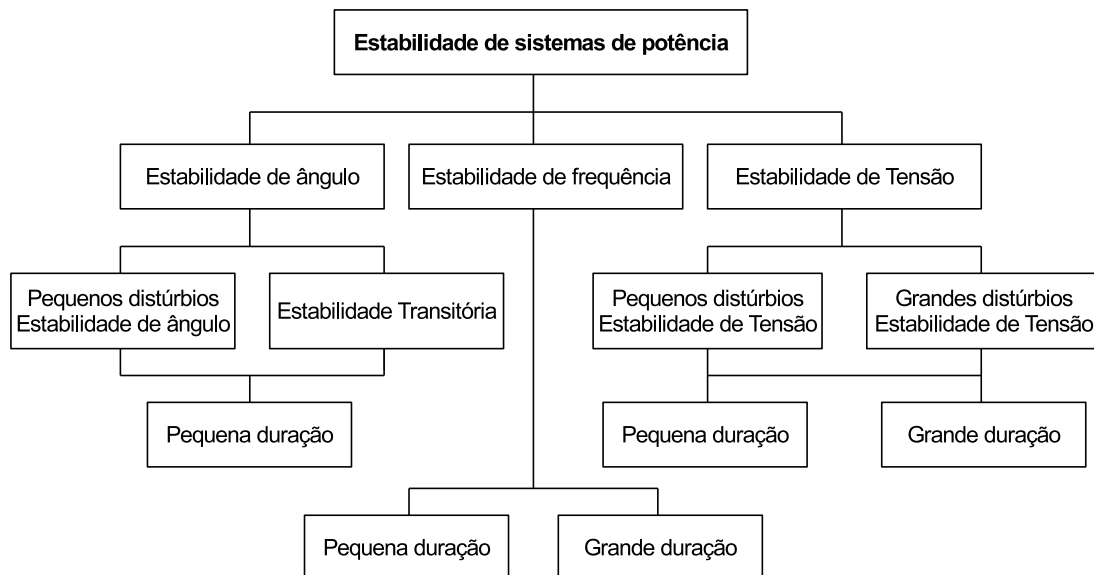
2 Definições e considerações iniciais

O estudo de estabilidade está relacionado com o equilíbrio dinâmico, de forma que um sistema em regime permanente pode ser estável ou não. Com relação a um SEP, estabilidade esta relacionada a habilidade do sistema de resistir a distúrbios. A força tarefa IEEE-CIGRÉ define estabilidade da seguinte forma:

"Estabilidade de sistemas elétricos de potência é a habilidade do mesmo, dada uma condição inicial, de recuperar o estado de equilíbrio de operação depois de sujeito a uma perturbação física, mantendo a maioria de suas variáveis limitadas de modo que praticamente todo o sistema permanece intacto." (KUNDUR et al., 2004, p. 1388)

O estudo de estabilidade ainda é subdividido para diferentes categorias de estudo. Com relação a variável em estudo tem-se estabilidade de ângulo, tensão ou frequência. O estudo dessas variáveis ainda pode ser com relação a grandes e pequenas perturbações, num horizonte de tempo curto ou longo (KUNDUR, 1994). A Figura 1 apresenta as divisões do estudo de estabilidade.

Figura 1 – Classificação de estabilidade em sistemas de potência.



Fonte: KUNDUR et al. (2004, p. 1390)

O estudo de estabilidade transitória pode ser encontrado com diversos nomes na literatura. Os autores norte-americanos preferem o termo estabilidade de ângulo de rotor a grandes perturbações. Já os autores da Europa preferem o termo estabilidade

transitória, enquanto que os operadores do SIN utilizam estabilidade eletrodinâmica. Neste trabalho utiliza-se o termo estabilidade transitória (QUADROS et al., 2008; KUNDUR et al., 2004).

De maneira abrangente estabilidade transitória é definida como "a habilidade do sistema de potência de manter o sincronismo entre os geradores quando sujeito a variações severas oriundas de distúrbios transitórios" (KUNDUR et al., 2004, p. 1390), tais como faltas em linhas de transmissão ou perda de uma grande carga. A estabilidade do sistema é influenciada por características não lineares. Diz-se que o sistema permanece em sincronismo se a separação entre os ângulos das máquinas permanecer dentro de certos limites, após a eliminação de uma falta. Considera-se que o gerador síncrono está funcionando em sincronismo se seu eixo gira na velocidade nominal do mesmo.

Considera-se ainda que um sistema é transitoriamente estável, partindo do conceito definido previamente, se os geradores não perdem sincronismo ao ser sujeito a uma perturbação que altere seu funcionamento em regime permanente, por um período curto de tempo.

Quando ocorre uma perturbação no sistema, por exemplo um curto-circuito trifásico em uma linha de transmissão, tem-se uma perturbação no funcionamento do gerador. Assim, a potência gerada é diferente da que é consumida e isso provoca aceleração ou desaceleração do rotor do mesmo¹. Existe um limite no qual o gerador consegue retornar à condição normal de funcionamento. Esse limite depende do ângulo de potência inicial do gerador e da inércia do mesmo e é determinado pelo tempo crítico de abertura.

Entende-se como tempo crítico de abertura, t_{cr} , o tempo máximo no qual a proteção do sistema deve atuar para eliminar a falta, de modo que, eliminada a falta, os geradores permaneçam em sincronismo. No contexto de estabilidade transitória, determinar o tempo crítico de abertura é de fundamental importância para a proposta desse trabalho.

2.1 Nomogramas e região de segurança dinâmica

Considerando que o gerador precisa fornecer determinada quantidade de potência tem-se a necessidade de, se tratando de um sistema interligado, avaliar se este estará operando de acordo com as condições de segurança (estabilidade). O Nomograma neste conceito vem a ser um gráfico de pontos de operação que satisfaçam as condições de segurança, delimitando dessa forma, uma região de estabilidade dinâmica.

¹ A descrição matemática desse fenômeno é mostrada na seção 3.1

Os nomogramas podem ser utilizados para diferentes finalidades, dentre elas pode-se citar o traçado de curvas PV em análise de estabilidade de tensão como os apresentados por (ABRANTES, 2013; DO CARMO, 1990).

Os estudos de regiões de segurança dinâmica apresentam diferentes abordagens, contribuindo de forma a fornecer, dependendo do método utilizado, um despacho seguro de geração. Alguns dos trabalhos encontrados na literatura determinam o despacho a partir de árvore de decisão que determinam o limite de geração para cada gerador de acordo com a influência deste sobre o sistema. Outro procura simplificar o traçado da região de segurança dinâmica com uso de um algoritmo simplificador que reduz o tempo de processamento de buscas exaustivas utilizando de argumento geométrico resultando numa região conservadora. Outro ainda utiliza da teoria de regressão linear para fazer um aproximação dessa mesma (CORRÊA et al., 2012; LEE; SRIKANTHA; KUNDUR, 2015; ZHU et al., 2015) .

Um exemplo da análise que se pode ser feita no ORGANON é encontrado em FERREIRA (2016), o método de análise utilizado no referido trabalho é o SIME (Single Machine Equivalent) que simplifica uma abordagem multi-máquinas para uma abordagem OMIB (One Machine against Infinite Bus), com a finalidade de utilizar métodos diretos. Como já mencionado neste trabalho utilizar-se-á uma abordagem clássica para simulação de sistemas multi-máquinas de forma que futuramente possa-se validar métodos diretos que venham a ser desenvolvidos.

Para a construção do nomograma a sugestão é que sejam utilizados três grupos onde sob cada eixo do gráfico 2D é apresentado um grupo e um terceiro grupo fica como controle, ou seja, este grupo fica responsável por complementar a demanda do sistema (QUADROS et al., 2008; ABRANTES, 2013, p. 1). Isto é feito de forma que a equação (1) seja verdade para qualquer condição sob análise. Desse modo não há prejuízos no sistema do ponto de vista de despacho de potência.

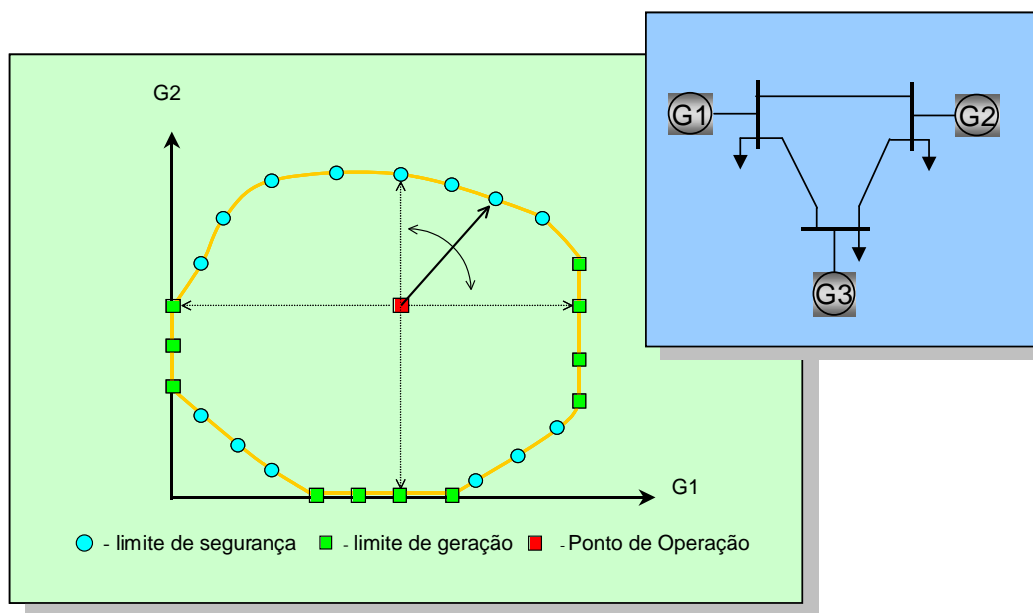
$$P_{gG1} + P_{gG2} + P_{gG3} = P_D \quad (1)$$

A equação (1) apresenta a potência de despacho de cada um dos grupos sob análise representados por P_{gGn} , cuja soma é igual à demanda total do sistema, representado pela constante P_D . A definição da região de operação no nomograma deve atender a um determinado critério, definido neste trabalho como o de estabilidade transitória. A curva que limita a potência fornecida pelos geradores é a união dos pontos de despacho seguros, ou seja, os pontos de despacho cujos tempos de atuação da proteção, t_{ab} , são inferiores aos tempos críticos de abertura, t_{cr} , considerando todas as contingências sob análise.

A Figura 21 apresenta um exemplo de nomograma utilizado para despacho de operação. Neste nomograma o eixo G1 corresponde à geração das usinas do Sul e G2

à geração em Itaipu. A obtenção do nomograma é realizada traçando a partir do ponto de operação base caminhos com diferentes ângulos. Assim, à medida que afasta-se do ponto base de operação é verificado se o sistema permanece estável. Quando é atingido um ponto onde o sistema é não estável, esse ponto é marcado e verifica-se a estabilidade desse ponto para cada uma das contingências em estudo, em seguida, outra direção é verificada até que todas as direções sejam analisadas (QUADROS et al., 2008, p. 2).

Figura 2 – Exemplo de nomograma com resultado da região de segurança.



Fonte: QUADROS et al. (2008, p.2).

3 Modelagem e equacionamento do problema

É importante observar dois pontos quando se estuda estabilidade transitória, o primeiro é referente a máquina, gerador síncrono, o outro é referente ao SEP.

Para a máquina será usado uma modelagem a partir da segunda lei de Newton para rotação a qual chega-se a equação do *swing*. Quanto a modelagem do SEP será usado um modelo que reduz um sistema, com n_{ger} geradores e n_{bar} barras, a uma matriz admitância ($n_{ger} \times n_{ger}$). Esta matriz é a representação reduzida das cargas, das linhas e das reatâncias síncronas do sistema presente nas conexões entre as barras de tensão interna transitória do gerador. Por fim, é calculada a potência elétrica do sistema a partir da modelagem do SEP, que será usada na equação do *swing*.

3.1 Modelagem do gerador síncrono

Para analisar o gerador é preciso poder observar seu movimento de aceleração angular. Assim, partindo da lei de Newton para rotação tem-se que aceleração é dada por um torque resultante, ou torque de aceleração T_a , que por sua vez é o resultado da diferença do torque mecânico T_m e do torque elétrico T_e . O torque mecânico é dado pela fonte de energia que movimenta a turbina do gerador, como por exemplo uma turbina de uma usina hidrelétrica. O torque elétrico resulta da energia que é despachada para o SEP, nas condições normais de operação não há aceleração ou desaceleração. Os efeitos de amortecimento são desconsiderados (GRAINGER; STEVENSON, 1994; KUNDUR, 1994). A equação fica, portanto, assim:

$$T_a = T_m - T_e \quad (2)$$

Desenvolvendo:

$$J.\ddot{\theta}_m = T_m - T_e \quad (3)$$

sendo:

- J - Inércia da máquina;
- $\ddot{\theta}_m$ - Aceleração angular mecânica do rotor.

O movimento angular na equação (3) está referido ao estator da máquina. Portanto, para passar para a referência síncrona considera-se que a máquina está girando em relação a mesma, dado pela equação (4). O movimento é dado pela

equação (5) (BRETAS; ALBERTO, 2000; KUNDUR, 1994; GRAINGER; STEVENSON, 1994). Logo, tem-se:

$$\delta_m(t) = \theta_m(t) + \theta_{ref} \quad (4)$$

e

$$\theta_{ref} = \omega_{sm} \cdot t + \theta_0 \quad (5)$$

sendo:

- $\delta_m(t)$ - Ângulo mecânico em relação a referência síncrona;
- $\theta_m(t)$ - Ângulo mecânico em função do tempo;
- θ_{ref} - Ângulo da referência síncrona;
- ω_{sm} - Velocidade angular mecânica síncrona;
- θ_0 - Ângulo inicial em relação ao ponto de referência.

Substituindo a equação (5) na equação (4) e derivando duas vezes em relação a t chega-se a equação (6):

$$\frac{d}{dt} \delta_m(t) = \frac{d}{dt} \theta_m(t) + \omega_{sm}$$

$$\frac{d^2}{dt^2} \delta_m = \frac{d^2}{dt^2} \theta_m \Leftrightarrow \ddot{\delta}_m = \ddot{\theta}_m \quad (6)$$

O momento de inércia J não é dado pelo fabricante. Ao invés disso o fabricante das máquinas disponibiliza uma constante H , que é dado em MW.s/MVA, e medido através da energia cinética armazenada no rotor à velocidade síncrona mecânica dividido pela potência base da máquina (GRAINGER; STEVENSON, 1994, p. 700). A relação do momento de inércia com a constante H é dado pela equação (7), substituindo na equação (3), usando a relação entre ângulos elétricos e mecânicos $\delta_e = \frac{p}{2} \cdot \delta_m$ e a relação $S_b = T_b \cdot \omega_{sm}$, tem-se a equação (8) que é a equação do *swing* exata, e a equação (11):

$$H = \frac{\frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{sm}^2}{S_b} = \frac{1}{2} \cdot M_m \cdot T_b \quad (7)$$

e

$$\frac{2 \cdot H \cdot T_b}{\omega_{sm}} \frac{2}{p} \ddot{\delta}_e = \frac{2 \cdot H \cdot T_b}{\omega_s} \ddot{\delta}_e = T_m - T_e \quad (8)$$

sendo:

- δ_e - Ângulo elétrico;
- p - Número de polos da máquina;
- H - Constante de inércia;
- S_b - Potência aparente de base;
- M_m - Constante de inércia da máquina;
- T_b - Torque de base;
- $\ddot{\delta}_e$ - Aceleração angular elétrica.

Da relação $J.\omega_m \cong J.\omega_{sm} = M_m$, tem-se:

$$\frac{2.H}{\omega_s} \ddot{\delta}_e = \frac{T_m - T_e}{T_b} \quad (9)$$

$$\frac{2.M_m}{p} \ddot{\delta}_m = (T_{m_{pu}} - T_{e_{pu}})\omega_s = P_m - P_e \quad (10)$$

Se $M = \frac{2M_m}{p}$, então para um sistema com várias máquinas:

$$M_k \ddot{\delta}_{e_k} = P_{m_k} - P_{e_k} \quad (11)$$

sendo:

- M_k - Constante de inércia da máquina 'k' em função do número de polos.

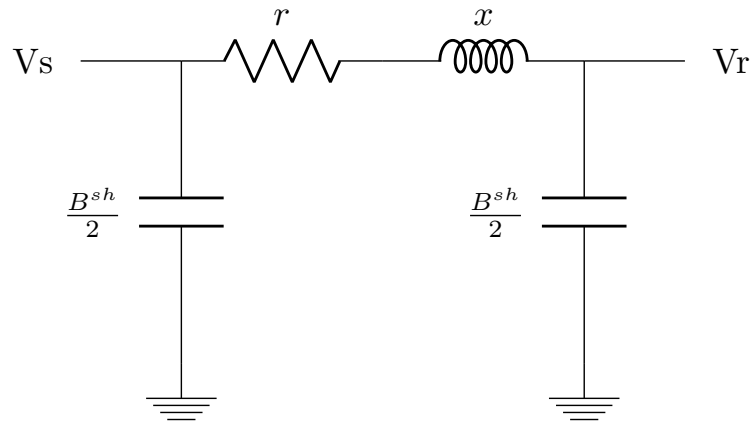
A equação (11) é a equação do *swing* aproximada. A equação será usada em três situações diferentes do SEP, em situação de pré-falta, falta e pós-falta. A seção 3.2 apresenta mais detalhes sobre essas situações.

3.2 Modelagem do sistema elétrico

Para calcular a potência elétrica P_e primeiro é preciso modelar o sistema elétrico como um todo com as linhas, cargas, transformadores, etc. A base de dados do ANAREDE e ANATEM, base de dados escolhida para o trabalho, já apresentam os dados com a modelagem de linha pronta em modelo π , apresentado pela Figura 3. É importante notar que os transformadores quando modelados em p.u. podem ser tratados como uma reatância série, de modo que as tensões e correntes tanto no secundário como no primário sejam iguais. Assim, para se fazer a análise, resta modelar

a carga como uma impedância constante (BRETAS; ALBERTO, 2000; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

Figura 3 – Modelo π para linhas.



Fonte: Adaptado de ZANETTA JÚNIOR (2006, p. 134).

Deseja-se reduzir o sistema de forma que apenas existam as barras, as linhas e as tensões internas dos geradores, e a partir disso determinar a potência elétrica no gerador. Assim, as seguintes matrizes serão necessárias:

- Y_{FC} - Matriz admitância do fluxo de carga;
- Y_{busL} - Matriz diagonal que representa as cargas nas barras de geração e de carga como admitâncias;
- Y_G - Matriz diagonal com a impedância transitória de eixo direto dos geradores representada como admitâncias.

Manipulando essas matrizes é possível reduzir o sistema. A matriz admitância para o fluxo de carga, Y_{FC} , é formada a partir do modelo π (ZANETTA JÚNIOR, 2006, p. 215) e é dada pela equação (12).

$$Y_{FC} = \begin{cases} Y_{kk} & = \sum_{m \in \Omega_k} (y_{km} + j \frac{B_{km}^{sh}}{2}) \\ Y_{km} & = -y_{km} \quad m \neq k \end{cases} \quad (12)$$

sendo:

- Y_{kk} - Admitância na diagonal principal;
- Y_{km} - Admitância fora da diagonal principal;
- y_{km} - Admitância série medida entre a barra k e a barra m;

- B_{km}^{sh} - Admitância *shunt* na barra k referente a barra m;
- Ω_k - Conjunto de elementos adjacentes a barra k.

Em regime permanente, ou seja, na condição de pré-falta a matriz admitância do fluxo de carga está completa, com todas as linhas e barras representadas. No entanto, quando ocorre um curto-circuito trifásico próximo a uma barra do sistema, considera-se que essa barra foi aterrada, portanto a tensão na barra é zero. Assim, elimina-se a coluna referente a essa barra da matriz admitância, Y_{FC} , e conseqüentemente elimina-se a sua respectiva linha. No momento após falta, a linha que esteve em curto é eliminada e a matriz admitância é calculada sem os valores referentes a linha eliminada (BRETAS; ALBERTO, 2000, p. 44).

Pela relação de potência $S = V.I^*$ e tomando $V = Z.I$, ou ainda, $I = Y.V$, chega-se a seguinte equação:

$$Y_{carga} = \frac{S^*}{|V_k|^2} = \frac{P - jQ}{|V_k|^2} \quad (13)$$

- Y_{carga} - Admitância da carga;
- S - Potência aparente da carga;
- P - Potência ativa da carga;
- Q - Potência reativa da carga;
- V_k - Tensão da barra sob a qual a carga está aplicada.

A partir da equação (13) forma-se a matriz Y_{busL} , dada pela equação (14), em que Y_{LG} representa a matriz diagonal das admitâncias das cargas conectadas as barras dos geradores e Y_{LL} representa a matriz diagonal das admitâncias das cargas conectadas as barras de carga.

$$Y_{busL} = \begin{bmatrix} Y_{LG} & 0 \\ 0 & Y_{LL} \end{bmatrix} \quad (14)$$

Para as impedâncias transitórias de eixo direto dos geradores, x'_{dk} , tem-se a matriz diagonal Y_G dada pela equação (15).

$$Y_G = \begin{bmatrix} \frac{-j}{x'_{d1}} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{-j}{x'_{dn}} \end{bmatrix} \quad (15)$$

A matriz que representa o SEP é formada por essas matrizes mas ainda não é a matriz desejada. A matriz \tilde{Y}_{bus} , equação (16), é a matriz estendida que representa o sistema.

$$\tilde{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} Y_G & -Y_G & 0 \\ -Y_G & Y_G + Y_{LG} + Y_{FC1} & Y_{FC2} \\ 0 & Y_{FC3} & Y_{LL} + Y_{FC4} \end{bmatrix} \quad (16)$$

As matrizes dentro da matriz \tilde{Y}_{bus} possuem os tamanhos¹ apresentados abaixo, sendo n_{ger} o número de geradores e n_{bar} o número de barras de carga (sem geração):

- Y_G , Y_{LG} e Y_{FC1} são de dimensão $n_{ger} \times n_{ger}$;
- Y_{FC2} , de dimensão $n_{bar} \times n_{ger}$;
- Y_{FC3} , de dimensão $n_{ger} \times n_{bar}$;
- Y_{LL} e Y_{FC4} , de dimensão $n_{bar} \times n_{bar}$.

Para obter-se a matriz Y_{red} é preciso reduzir a matriz \tilde{Y}_{bus} . Isso é possível utilizando a eliminação de gauss. Para cada barra a ser eliminada, utiliza-se a equação (17).

$$Y_{kmnovo} = Y_{km} - \frac{Y_{kp} \cdot Y_{pm}}{Y_{pp}} \quad (17)$$

O pivô, Y_{pp} , é o elemento da diagonal principal da matriz cuja barra será eliminada. Ao final do processo, a linha e a coluna pertencente a barra "p" são excluídas da matriz.

A matriz Y_{red} pode ser obtida de forma direta, porém o custo computacional na inversão de matrizes é muito alto. A forma direta é descrita pela equação (18) (BRETAS; ALBERTO, 2000; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

$$Y_{red} = Y_A - Y_B Y_D^{-1} Y_C \quad (18)$$

sendo:

- $Y_A = Y_G$, de dimensão $n_{ger} \times n_{ger}$;
- $Y_B = \begin{bmatrix} -Y_G & 0 \end{bmatrix}$, de dimensão $n_{ger} \times (n_{ger} + n_{bar})$;

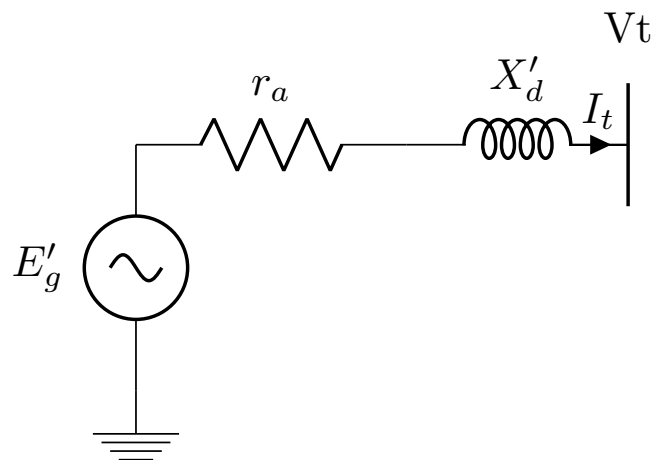
¹ Note que a matriz Y_{FC} foi subdividida para somar-se com as demais matrizes.

- $Y_C = \begin{bmatrix} -Y_G \\ 0 \end{bmatrix}$, de dimensão $(n_{ger} + n_{bar}) \times n_{ger}$;
- $Y_D = \begin{bmatrix} Y_G + Y_{LG} + Y_{FC1} & Y_{FC2} \\ Y_{FC3} & Y_{LL} + Y_{FC4} \end{bmatrix}$, de dimensão $(n_{ger} + n_{bar}) \times (n_{ger} + n_{bar})$.

3.3 Modelo clássico do gerador

No modelo clássico de gerador assume-se que o período de análise é muito curto e por essa razão algumas simplificações podem ser feitas. Para simplificar o modelo completo do gerador², assume-se que a reatância transitória de eixo direto X'_d é igual a reatância de eixo de quadratura transitória X'_q , ou seja, $X'_d = X'_q$. Além disso, assume-se também que o fluxo no rotor permanece contante e por isso a magnitude da tensão interna do gerador durante o período de transitório é constante, E'_g (KUNDUR, 1994, p.184). O modelo de gerador para o período transitório é o da Figura 4.

Figura 4 – Modelo de gerador para período transitório.



Fonte: Adaptado de KUNDUR (1994, p. 877).

A tensão interna do gerador pode ser calculada no período anterior do distúrbio e é dada pela equação (19)³.

$$E'_g = V_t + (R_a + jX'_d).I_t \quad (19)$$

sendo:

- R_a - Resistência do enrolamento;

² Para mais detalhes vide KUNDUR (1994, p. 45)

³ A equação é dada na forma fasorial.

- V_t - Tensão terminal do gerador, tensão na barra de geração;
- I_t - Corrente terminal que flui para o circuito.

Geralmente a resistência do enrolamento é tão pequena que é ignorada. A corrente I_t é calculada a partir da matriz Y_{FC} somada a matriz Y_{busL} , pela equação (20) (BRETAS; ALBERTO, 2000, p. 45):

$$I = (Y_{FC} + Y_{busL})V \quad (20)$$

A equação (20) apresenta a corrente injetada em todas as barras. Tem-se interesse apenas nas barras de geração e, portanto, as outras correntes são excluídas do cálculo da equação (19).

3.4 Potência elétrica consumida

Com as tensões internas dos geradores, E'_g , e a representação física do sistema, Y_{red} , tem-se os valores necessários para o cálculo da potência elétrica ativa consumida pelo sistema por cada gerador k , P_{e_k} .

A potência complexa fornecida para o sistema é dada por $S = V.I^*$. Dessa forma, no sistema reduzido, tal potência é calculada pela equação (21). A corrente I_g , por sua vez é dada pela equação (22).

$$S_k = E'_{gk} \cdot I_{gk}^* \quad (21)$$

$$I_{gk} = \sum_{m=1}^{n_{ger}} (E'_{gm} \cdot Y_{red_{km}})^* \quad (22)$$

Substituindo (22) em (21), chega-se a equação (23).

$$S_k = E'_{gk} \sum_{m=1}^{n_{ger}} (E'_{gm} \cdot Y_{red_{km}})^* \quad (23)$$

Deseja-se a potência ativa, logo obtêm-se a parte real, \Re , da equação fasorial. Assim, com algumas manipulações chega-se a equação (24).

$$\Re\{S_k\} = \Re \left\{ E'_{gk} \sum_{m=1}^{n_{ger}} (E'_{gm} \cdot Y_{km})^* \right\}$$

$$Pe_k = \Re \left\{ |E'_{g_k}| \cdot [\cos(\delta_k) + i \operatorname{sen}(\delta_k)] \cdot \sum_{m=1}^{n_{ger}} \left\{ |E'_{g_m}| \cdot [\cos(\delta_m) + i \operatorname{sen}(\delta_m)] \cdot (G_{km} - iB_{km}) \right\} \right\}$$

$$Pe_k = \sum_{m=1}^{n_{ger}} C_{km} \cdot \operatorname{sen}(\delta_k - \delta_m) + \sum_{m=1}^{n_{ger}} D_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) \quad (24)$$

sendo:

- $D_{km} = |E'_{g_k}| \cdot |E'_{g_m}| \cdot G_{km}$ - Condutância de transferência;
- $C_{km} = |E'_{g_k}| \cdot |E'_{g_m}| \cdot B_{km}$ - Susceptância de transferência;
- G_{km} - Condutância da linha fictícia entre a barra k e a barra m, parte real de Y_{red} ;
- B_{km} - Susceptância da linha fictícia entre a barra k e a barra m, parte imaginária de Y_{red} .

4 Solução da equação do *swing* e delimitação da região de segurança dinâmica

Para a solução da equação do *swing*, equação (11), escreve-se a equação na forma de espaço de estados. Logo, tem-se as equações (25) e (26)¹.

$$\dot{\delta}_k = \omega_k \quad (25)$$

$$\dot{\omega}_k = \frac{(P_{m_k} - P_{e_k})}{M_k} \quad (26)$$

Uma vez que cada máquina terá sua representação em espaço de estados tem-se diferentes condições iniciais para cada termo da equação. As condições iniciais são dadas por ângulo e velocidade angular relativa, cada gerador terá seu δ_k respectivo e considerando que todos os geradores estarão funcionando na velocidade síncrona então $\omega_k = 0$. Todos os ângulos, todas as tensões internas dos geradores e todas as admitâncias de conexões fictícias entre os geradores devem ser calculadas previamente antes da resolução da equação. Para isso se faz necessário um programa capaz de calcular o fluxo de carga nas barras do sistema. Tal programa foi desenvolvido por outro integrante do GEDAP-SEP (OLIVEIRA, 2017). O software utilizado para desenvolvimento da ferramenta computacional foi o MATLAB[®].

Com as constantes de P_{e_k} , equação (24), devidamente calculadas resolve-se a equação diferencial ordinária (EDO) numericamente para as funções, equações (25) e (26), a fim de obter o comportamento temporal das máquinas durante o período pré-falta, falta, e pós-falta.

A resolução da equação do *swing* é dependente do tempo implicitamente (BRE-TAS; ALBERTO, 2000) e no período de falta utiliza-se t_{ab} para o cálculo da mesma, o t_{cr} por sua vez será determinado variando t_{ab} e verificando a estabilidade do sistema, o tempo crítico é atingido quando t_{ab} é grande suficiente a ponto de provocar perda no sincronismo das máquinas.

Os tempos de atuação da proteção, t_{ab} , das linhas de transmissão foram determinados a partir das diretrizes e critérios para estudos elétricos do manual de procedimentos de rede da ONS (ONS, 2017b). Na tabela abaixo são apresentados os tempos de atuação, de acordo com a tensão de operação da linha.

¹ A equação (24) foi suprimida para facilitar a visualização da equação (26).

Tabela 1 – Tempos de atuação da proteção com base na tensão nominal

Tensão Nominal de operação (kV)	Tempo de eliminação (ms) Sem falha do disjuntor
765	80
525	100
500	100
440	100
345	100
230	150
138	150
88	450
69	800
13,8 ²	150

Fonte: Diretrizes e critérios para estudos elétricos, ONS.

4.1 Funcionamento do algoritmo

Antes de iniciar a delimitação da região segura é necessário carregar os dados do sistema. Para tanto é realizada a leitura de um arquivo .PWF (item 1 - Figura 5). A partir desse arquivo são carregados os dados de barras, linhas, relação de máquinas e modelos de geradores, contingências a serem analisadas, assim como dados a respeito do tempo de atuação do sistema de segurança para as respectivas linhas.

Após carregado os dados necessários para execução do programa é calculado o fluxo de carga (FC) (item 2 - Figura 5) para o caso base, sem nenhuma contingência. Caso esse primeiro FC seja convergente o programa continua, caso contrário é acusado um erro e dados convergentes são solicitados. Em seguida, são carregadas variáveis de controle para inicialização (item 3 - Figura 5), são calculados os tamanhos máximos de todos os vetores a serem armazenados a fim de aumentar a velocidade de execução do programa, reduzindo a necessidade de realocação de memória possibilitando aumentar a velocidade de execução do programa.

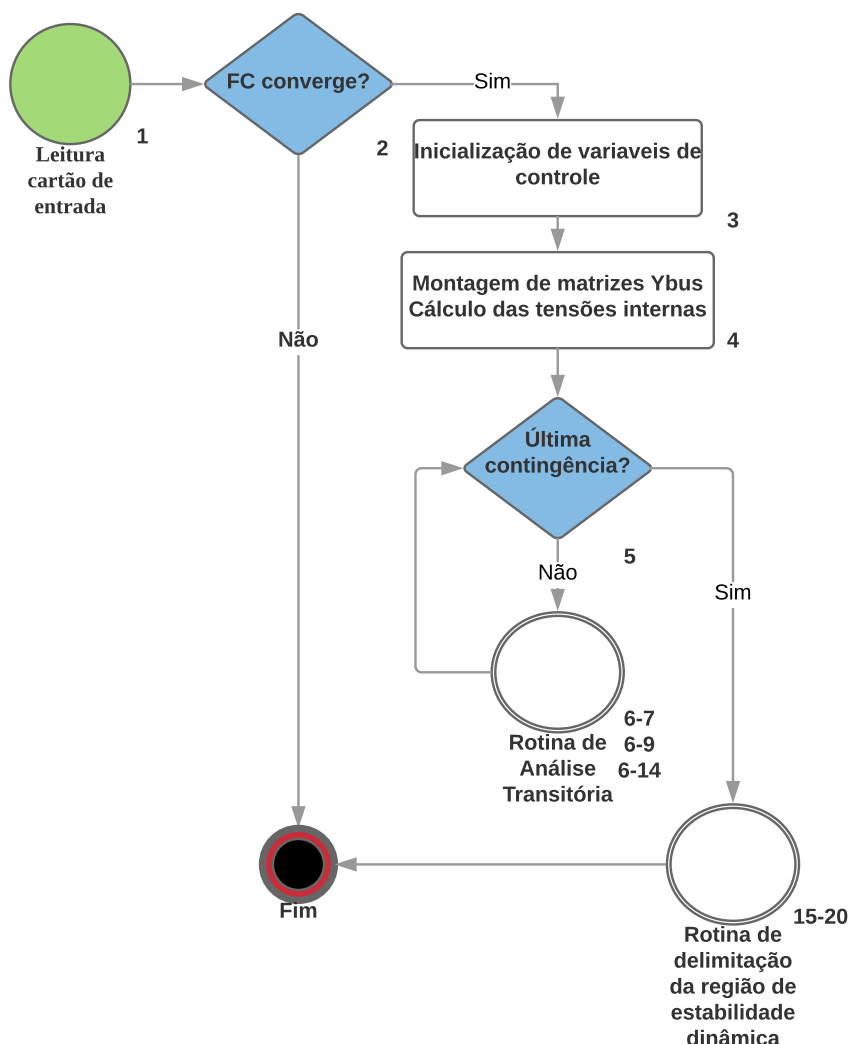
As matrizes Y_{red} e as tensões internas E'_g representado pelo item 4 nas Figuras 5 e 7, são calculadas sempre que houver alteração nas potências fornecidas pelos geradores pois as tensões das barras são alteradas.

Por fim, antes de delimitar a região de segurança dinâmica faz-se a análise de estabilidade transitória para a lista de contingências, caso haja algum problema, ou

² Este item foi adicionado a tabela e, portanto, não consta na fonte, sua inserção é justificada devido a alguns equipamentos como transformadores utilizarem esse nível de tensão.

seja, existe uma contingência cujo tempo crítico é menor que o tempo de atuação da proteção, o programa para indicando sistema inseguro.

Figura 5 – Fluxograma do algoritmo desenvolvido.



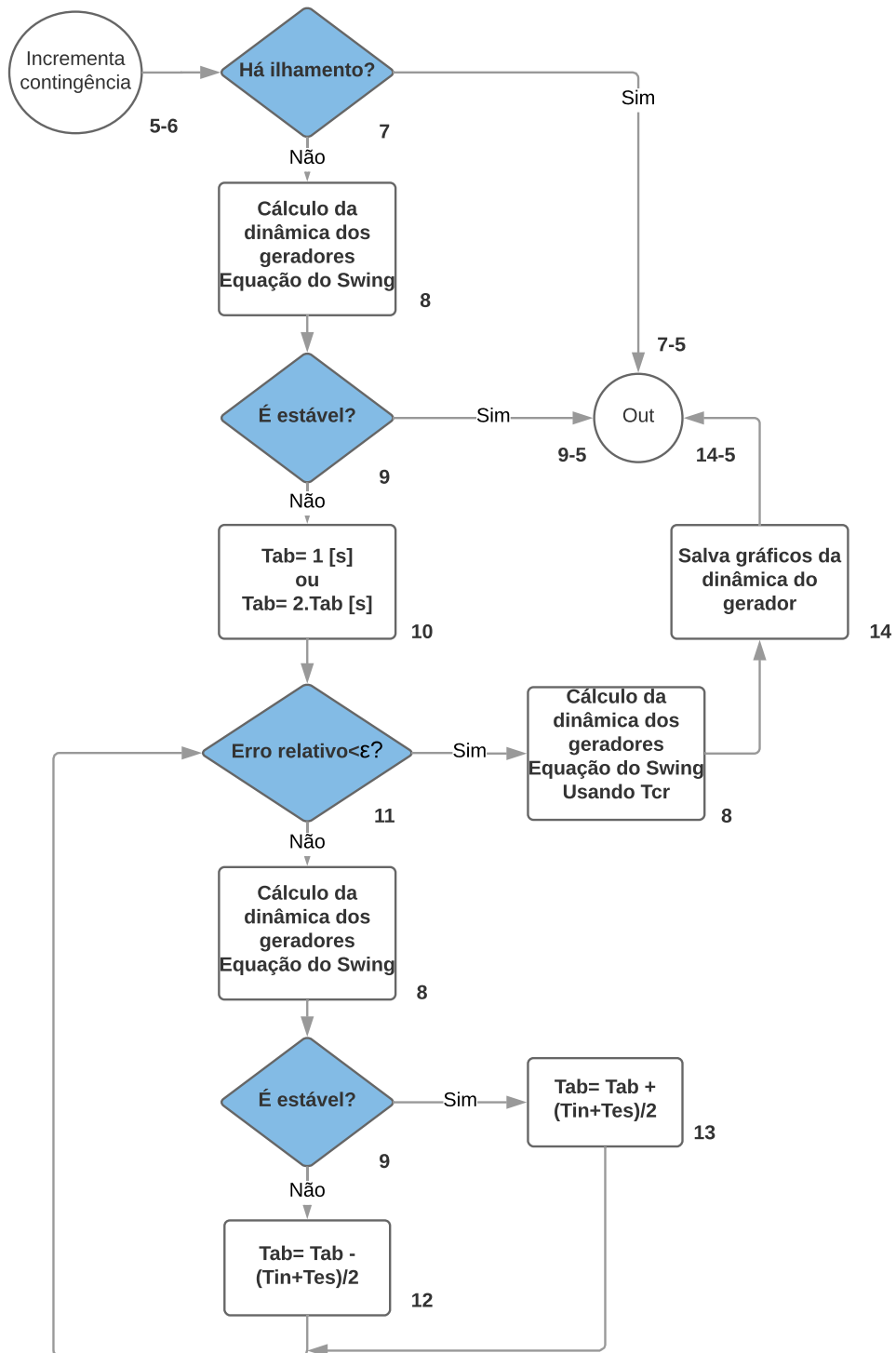
Fonte: Autoria própria.

Para cada contingência é realizada a análise descrita pelo fluxograma da Figura 6. Primeiro verifica-se se há ilhamento (item 7 - Figura 6)³, caso exista, a contingência é descartada da análise. Em seguida, as equações (25) e (26) são integradas a fim de obter a dinâmica dos geradores (item 8 - Figura 6). A partir dessa dinâmica é possível verificar se o sistema é estável ou não para a condição em análise (item 9 - Figura 6). Caso o sistema não seja estável, o tempo crítico, t_{cr} , é calculado utilizando o critério da bisseção e a dinâmica do sistema para o referido tempo crítico (item 14 - Figura 6) é salva para análise visual posterior.

³ Note que na Figura 5 este item representa uma das saídas/paradas da rotina de análise, juntamente com os itens 9 e 14.

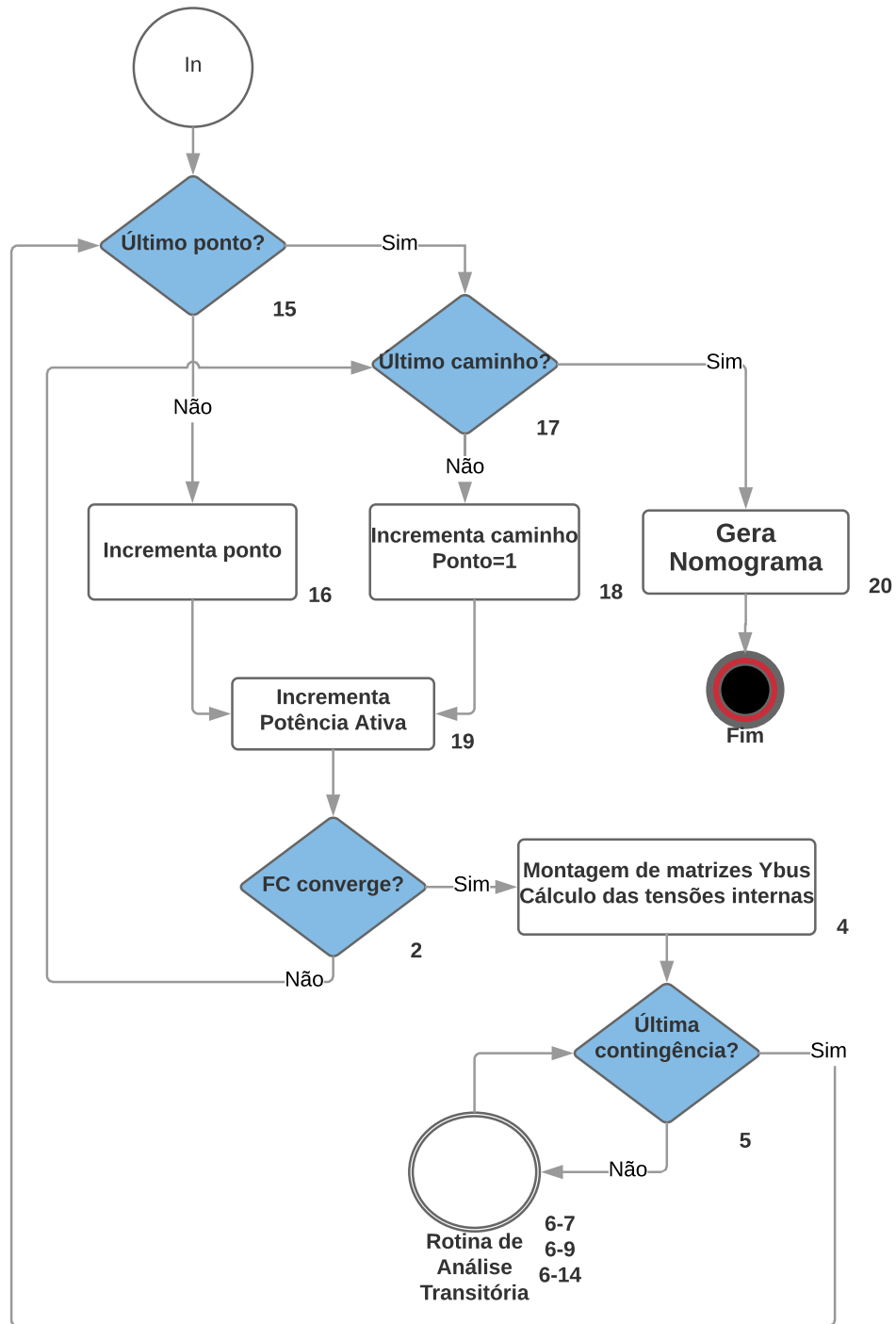
O algoritmo utiliza duas funções (item 10 - Figura 6) a primeira é utilizada quando se faz a análise da situação inicial, nesta análise utiliza-se $t_{ab} = t_{es} = 1 s$ a fim de identificar contingências com tempo superior a 1 segundo as quais representam situações que não são críticas para o sistema. Para as demais situações utiliza-se $t_{ab} = t_{es} = 2.t_{ab} s$ a fim de economizar processamento.

Figura 6 – Fluxograma para rotina de análise Transitória.



Fonte: Autoria própria.

Figura 7 – Fluxograma para construção da região de segurança dinâmica.



Fonte: Autoria própria.

As atualizações do tempo de abertura, t_{ab} , a fim de obter-se o tempo crítico, t_{cr} , são incrementadas ou decrementadas pelas equações (27) e (28), representadas pelos itens 12 e 13 na Figura 6, onde t_{in} e t_{es} representam o último tempo de abertura onde

o sistema pós-falta era instável e estável, respectivamente.

$$t_{ab} = t_{ab} - \frac{t_{in} + t_{es}}{2} \quad (27)$$

$$t_{ab} = t_{ab} + \frac{t_{in} + t_{es}}{2} \quad (28)$$

Para determinar e delimitar os incrementos de potência de geração, P_{gk} (item 19 - Figura 7), algumas considerações foram realizadas. A primeira é que todo incremento realizado, independente da direção ou sentido deve respeitar a inequação (29), ou seja, a potência ativa, P_g , fornecida pelo gerador k , deve estar contida no intervalo $[P_{min_k}, P_{max_k}]$, determinado previamente pelo usuário.

$$P_{min_k} \leq P_{gk} \leq P_{max_k} \quad (29)$$

A segunda condição é que a potência de cada grupo (G1, G2 ou G3) em cada ponto de operação, deve respeitar os ângulos formados pelo caminho definido, determinado pelas equações (30) a (33). Essas equações são implicações de atualização obtidas por meio de (1) e (29).

$$P_{G1} = \sum_{k \in G1}^{n_{G1}} \left[P_{gk} + \beta \cdot \zeta_k \cdot \cos \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) \right] \quad (30)$$

$$P_{G2} = \sum_{k \in G2}^{n_{G2}} \left[P_{gk} + \beta \cdot \zeta_k \cdot \sin \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) \right] \quad (31)$$

$$P_{G3} = P_D - P_{G1} - P_{G2} \quad (32)$$

$$\zeta_k = \frac{\Delta P_{gk}}{\sum_{k \in Gn}^{n_{Gn}} \Delta P_{gk}} \quad (33)$$

sendo:

- P_{gG1} - Potência ativa total dos geradores pertencentes ao grupo 1, $G1$, atualizada;
- P_{gG2} - Potência ativa total dos geradores pertencentes ao grupo 2, $G2$, atualizada;
- P_{gG3} - Potência ativa total dos geradores pertencentes ao grupo 3, $G3$, atualizada;
- P_D - Potência ativa total da demanda na condição inicial;
- P_{gk} - Potência ativa fornecida pelo gerador k , antes da atualização de despacho;

- β - incremento de potência;
- n_{cam} - caminho atual, define a direção de incremento de potência;
- N_{cam} - número total de caminhos/direções em análise.
- ζ_k - fator de participação do gerador k frente a potência disponível para incremento na direção definida pelo caminho n_{cam} para o seu respectivo grupo;
- ΔP_{g_k} - Potência disponível para incremento ou decremento do gerador k , a depender da direção definida pelo caminho.

A equação (33) depende da direção que a análise está caminhando, ou seja, depende se a potência do grupo está caminhando para o máximo ou mínimo. Caso esteja caminhando para o máximo ΔP_{g_k} é dado pela equação (34), caso esteja caminhando para o mínimo ΔP_{g_k} é dado pela equação (35).

$$\Delta P_{g_k} = P_{max_k} - P_{g_k} \quad (34)$$

$$\Delta P_{g_k} = P_{g_k} - P_{min_k} \quad (35)$$

Note que a potência é um número escalar e não um vetor de modo que as variações nos grupos 1 e 2 podem causar uma variação, contida no intervalo descrito pela inequação (36), no grupo 3.

$$-\sqrt{2}.\beta \leq \Delta P_{G3} \leq \sqrt{2}.\beta \quad (36)$$

A fim de ilustrar a variação de potência ativa no grupo 3, dado pela equação (36), considere $\beta \in \mathbb{R}^+$, como uma constante, e um ponto inicial, ou de base, para os grupos 1 e 2:

$$P_{G1}^{base} = P_{G1_0} \quad (37)$$

e

$$P_{G2}^{base} = P_{G2_0} \quad (38)$$

Deste modo, para um caminho, n_{cam} , qualquer incrementado de β , usando a equação (30), tem-se:

$$P_{G1_1} = \sum_{k \in G1}^{n_{G1}} \left[P_{g_k} + \beta \cdot \zeta_k \cdot \cos \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) \right]$$

$$\begin{aligned}
 P_{G1_1} &= P_{g1_0} + \beta \cdot \zeta_1 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) + P_{g2_0} + \beta \cdot \zeta_2 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) + \dots \\
 P_{G1_1} &= \sum_{k \in G1}^{n_{G1}} [P_{gk_0}] + \beta \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) \cdot \sum_{k \in G1}^{n_{G1}} [\zeta_k] \\
 P_{G1_1} &= P_{G1_0} + \beta \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) \cdot \sum_{k \in G1}^{n_{G1}} \zeta_k \tag{39}
 \end{aligned}$$

A equação (39) representa o resultado do incremento a partir do ponto base para o grupo 1, o mesmo pode ser feito para o grupo 2. Sobre a equação (39), conclui-se a equação (40):

$$\sum_{k \in G1}^{n_{G1}} \zeta_k = \sum_{k \in G1}^{n_{G1}} \frac{\Delta P_{gk}}{\sum_{k \in G1}^{n_{G1}} \Delta P_{gk}} = 1 \tag{40}$$

Assim, substituindo a equação (40) na equação (39), conclui-se que o incremento resultante para o grupo é dado pela equação (41):

$$P_{G1_1} - P_{G1_0} = \beta \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) \tag{41}$$

A variação de potência ativa no grupo 3, $P_{G3_1} - P_{G3_0}$, é, portanto, dada pela equação (42):

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{G3} &= P_{G3_1} - P_{G3_0} = P_D - P_{G1_1} - P_{G2_1} - (P_D - P_{G1_0} - P_{G2_0}) \\
 \Delta P_{G3} &= P_D - P_{G1_1} - P_{G2_1} - P_D + P_{G1_0} + P_{G2_0} \\
 \Delta P_{G3} &= P_D - \left[P_{G1_0} + \beta \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) \right] - \left[P_{G2_0} + \beta \cdot \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) \right] - P_D + P_{G1_0} + P_{G2_0} \\
 \Delta P_{G3} &= -\beta \left[\cos\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) + \sin\left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}}\right) \right] \tag{42}
 \end{aligned}$$

Para localizar os máximos e mínimos na função aplica-se o teste da primeira derivada, logo:

$$\frac{d}{dn_{cam}} \Delta P_{G3} = 0$$

$$\begin{aligned} \frac{d}{dn_{cam}} \left[\cos \left(\frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) + \text{sen} \left(\frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) \right] &= 0 \\ -\text{sen} \left(\frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) + \cos \left(\frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) &= 0 \end{aligned} \quad (43)$$

Tomando $\text{sen}(x) = \cos(\frac{\pi}{2} + k\pi - x)$, substituindo na equação (43) e sendo $k \in N_0$:

$$\begin{aligned} -\cos \left(\frac{\pi}{2} + k\pi - \frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) + \cos \left(\frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) &= 0 \\ \cos \left(\frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) &= \cos \left(\frac{\pi}{2} + k\pi - \frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \right) \\ \frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} &= \frac{\pi}{2} + k\pi - \frac{2\pi \cdot n_{cam}}{N_{cam}} \end{aligned}$$

Dividindo por 2π :

$$\begin{aligned} \frac{n_{cam}}{N_{cam}} &= \frac{1}{2 \cdot 2} + \frac{k}{2} - \frac{n_{cam}}{N_{cam}} \\ n_{cam} &= \left(\frac{1}{8} + \frac{k}{4} \right) \cdot N_{cam} \end{aligned} \quad (44)$$

Portanto, os extremo da equação (42), podem ser encontrados aplicando $k = 0$ e $k = 2$ resultando nas equações (45) e (46), a saber, mínimo e máximo, respectivamente. Para $k = 1$ e $k = 3$, encontra-se pontos de inflexão.

Para $k = 0$,

$$\begin{aligned} \Delta P_{G3_{max}} &= -\beta \left(\cos \left(\frac{2\pi \cdot \frac{1}{8} N_{cam}}{N_{cam}} \right) + \text{sen} \left(\frac{2\pi \cdot \frac{1}{8} N_{cam}}{N_{cam}} \right) \right) \\ \Delta P_{G3} &= -\beta \left(\cos \left(\frac{\pi}{4} \right) + \text{sen} \left(\frac{\pi}{4} \right) \right) = -\beta \left(\frac{\sqrt{2}}{2} + \frac{\sqrt{2}}{2} \right) = -\beta \cdot \sqrt{2} \end{aligned} \quad (45)$$

Para $k = 2$,

$$\Delta P_{G3_{max}} = -\beta \left(\cos \left(\frac{2\pi \cdot \frac{5}{8} N_{cam}}{N_{cam}} \right) + \text{sen} \left(\frac{2\pi \cdot \frac{5}{8} N_{cam}}{N_{cam}} \right) \right)$$

$$\Delta P_{G3} = -\beta \left(\cos \left(\frac{5\pi}{4} \right) + \operatorname{sen} \left(\frac{5\pi}{4} \right) \right) = -\beta \left(\frac{-\sqrt{2}}{2} + \frac{-\sqrt{2}}{2} \right) = \beta \cdot \sqrt{2} \quad (46)$$

Com estas informações é possível atualizar os valores de potência ativa fornecida pelos grupos e geradores (item 19 - Figura 7), levando em consideração os caminhos (item 18 - Figura 7) e pontos (item 16 - Figura 7), visto que o ponto seguinte é diretamente dependente do ponto anterior.

Assim terminada toda análise a figura que representa o nomograma é gerada e salva, os resultados obtidos são mostrados no capítulo 5.

5 Resultados

Escolheu-se os sistemas IEEE 9 barras e o sistema teste sul-sudeste brasileiro para se obter o nomograma, esses encontram-se detalhados nos Apêndices. Antes da construção da região de estabilidade dinâmica, o nomograma, é preciso verificar a confiabilidade do programa para um conjunto base, para isso é necessário realizar uma comparação dos dados obtidos com dados validados. Para tanto realizaram-se duas comparações mostradas a seguir.

5.1 Tempos críticos estimados

Para verificar e comparar os resultados obtidos utilizou-se de uma função do programa que estima o tempo crítico para a configuração de despacho de potência inicial do sistema em questão.

Em seguida, é apresentado a Tabela 2 que compara algumas contingências do sistema IEEE 9 barras. As comparações para este sistema foram realizadas com o artigo de Chandrashekhar (CHANDRASHESHAR; SRIVANI, 2015).

Tabela 2 – Comparação de tempos críticos por contingência para o sistema teste IEEE 9 barras

Da Barra	Para Barra	Extr. em c.c.	t_{cr} ref.	t_{cr} calc.	Desvio
4	6	4	0,308	0,310	-0,002
6	9	6	0,389	0,389	0
5	7	7	0,162	0,165	-0,003
6	9	9	0,212	0,217	-0,005
7	8	7	0,181	0,182	-0,001

Fonte: Autoria própria.

Nas tabelas 2 e 3 são apresentados as linhas através da identificação da extremidade das barras ("Da barra" e "Para barra"), a extremidade da barra em curto-circuito (Extr. em c.c.), os tempos críticos referência (t_{cr} ref.) e calculado (t_{cr} calc.), assim como o desvio entre os dois.

Apesar do sistema menor e do menor número de contingências analisadas é possível observar que a diferença encontrada na literatura e a desenvolvida neste trabalho é menor que 10ms.

Em seguida, são comparados os dados dos tempos críticos de contingência com os dados obtidos por Theodoro (THEODORO, 2010), para o mesmo sistema e as mesmas condições de análise. A comparação dos dados obtidos pode ser observada na Tabela 3, onde os tempos críticos e desvios são mostrados em segundos.

Tabela 3 – Comparação de tempos críticos por contingência para o sistema teste sul-sudeste brasileiro reduzido.

Da Barra	Para Barra	Extr. em c.c.	t_{cr} ref.	t_{cr} calc.	Desvio	Extr. em c.c.	t_{cr} ref.	t_{cr} calc.	Desvio
343	344	343	> 1,0 ¹	> 1,0	-. ²	344	>1,0	>1,0	-
343	382	343	> 1,0	> 1,0	-	382	0,390	0,394	-0,004
343	391	343	> 1,0	> 1,0	-	391	0,366	0,366	0,000
344	431	344	> 1,0	> 1,0	-	431	>1,0	>1,0	-
366	386	366	ilha. ³	ilha.	-	386	ilha.	ilha.	-
367	368	367	0,402	0,405	-0,003	368	>1,0	>1,0	-
367	396	367	0,403	0,406	-0,003	396	0,246	0,247	-0,001
367	437	367	0,409	0,414	-0,005	437	0,454	0,460	-0,006
368	370	368	> 1,0	> 1,0	-	370	0,346	0,347	-0,001
368	399	368	> 1,0	> 1,0	-	399	>1,0	>1,0	-
369	370	369	ilha.	ilha.	-	370	ilha.	ilha.	-
370	371	370	0,307	0,307	0,000	371	>1,0	0,583	-
370	408	370	0,323	0,323	0,000	408	0,207	0,208	-0,001
371	372	371	>1,0	> 1,0	-	372	>1,0	>1,0	-
371	374	371	> 1,0	0,844	>0,156	374	0,187	0,188	-0,001
372	374	372	> 1,0	> 1,0	-	374	0,187	0,187	0,000
373	374	373	ilha.	ilha.	-	374	ilha.	ilha.	-
374	375	374	0,158	0,159	-0,001	375	>1,0	>1,0	-
374	433	374	0,157	0,159	-0,002	433	>1,0	>1,0	-
375	376	375	> 1,0	> 1,0	-	376	>1,0	>1,0	-
375	382	375	> 1,0	> 1,0	-	382	0,345	0,344	0,001
376	377	376	> 1,0	> 1,0	-	377	>1,0	>1,0	-
377	378	377	> 1,0	> 1,0	-	378	>1,0	>1,0	-
377	383	377	> 1,0	> 1,0	-	383	>1,0	>1,0	-
378	379	378	> 1,0	> 1,0	-	379	>1,0	>1,0	-
379	380	379	> 1,0	> 1,0	-	380	0,399	0,389	0,010
379	385	379	> 1,0	> 1,0	-	385	>1,0	>1,0	-
380	396	380	0,378	0,366	0,012	396	0,170	0,166	0,004
381	382	381	ilha.	ilha.	-	382	ilha.	ilha.	-
382	383	382	0,401	0,390	0,011	383	>1,0	>1,0	-
382	384	382	0,402	0,390	0,012	384	>1,0	>1,0	-

Continua...

¹ Tempo crítico de abertura maior que 1 segundo e portanto não calculado.² Não é possível estimar o desvio.³ Ilhamento.

Tabela 3 – Comparação de tempos críticos por contingência para o sistema teste sul-sudeste brasileiro reduzido.

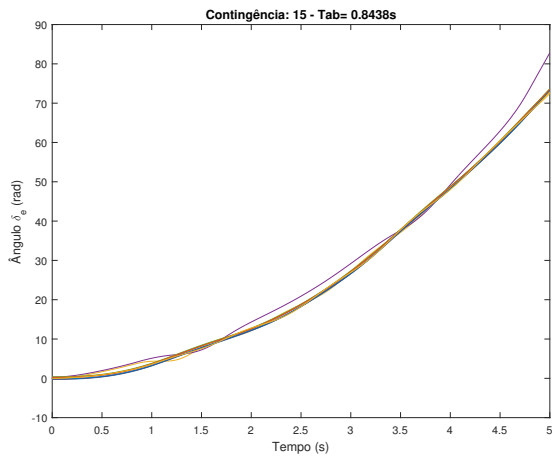
Da Barra	Para Barra	Extr. em c.c.	t_{cr} ref.	t_{cr} calc.	Desvio	Extr. em c.c.	t_{cr} ref.	t_{cr} calc.	Desvio
382	386	382	0,367	0,373	-0,006	386	0,393	0,390	0,003
382	398	382	0,397	0,401	-0,004	398	0,334	0,335	-0,001
383	384	383	> 1,0	> 1,0	-	384	>1,0	>1,0	-
383	385	383	> 1,0	> 1,0	-	385	>1,0	>1,0	-
386	387	386	0,548	0,549	-0,001	387	>1,0	>1,0	-
387	402	387	> 1,0	> 1,0	-	402	>1,0	>1,0	-
388	389	388	> 1,0	> 1,0	-	389	>1,0	>1,0	-
388	414	388	> 1,0	> 1,0	-	414	>1,0	>1,0	-
389	391	389	> 1,0	> 1,0	-	391	0,356	0,308	0,048
390	391	390	ilha.	ilha.	-	391	ilha.	ilha.	-
391	398	391	0,289	0,292	-0,003	398	0,376	0,375	0,001
392	393	392	ilha.	ilha.	-	393	ilha.	ilha.	-
393	396	393	ilha.	ilha.	-	396	ilha.	ilha.	-
394	396	394	ilha.	ilha.	-	396	ilha.	ilha.	-
395	396	395	ilha.	ilha.	-	396	ilha.	ilha.	-
396	437	396	0,249	0,250	-0,001	437	0,452	0,458	-0,006
397	398	397	ilha.	ilha.	-	398	ilha.	ilha.	-
399	402	399	> 1,0	> 1,0	-	402	>1,0	>1,0	-
399	414	399	> 1,0	> 1,0	-	414	>1,0	>1,0	-
407	408	407	ilha.	ilha.	-	408	ilha.	ilha.	-
408	414	408	0,186	0,186	0,000	414	>1,0	>1,0	-
430	431	430	> 1,0	> 1,0	-	431	>1,0	>1,0	-
430	432	430	> 1,0	> 1,0	-	432	>1,0	>1,0	-
430	433	430	> 1,0	> 1,0	-	433	>1,0	>1,0	-
431	432	431	> 1,0	> 1,0	-	432	>1,0	>1,0	-
432	433	432	> 1,0	> 1,0	-	433	>1,0	>1,0	-

Fonte: Autoria Própria.

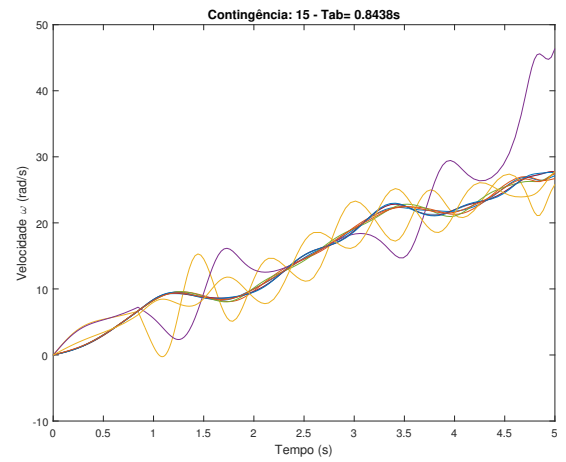
Os gráficos das dinâmicas instáveis pós-falta dos geradores para os casos cujos desvios foram maiores que 10 ms, são apresentados nas Figuras de 8 a 12.

Figura 8 – Contingência na linha 371-374 com curto-circuito próximo a barra 371.

(a) Dinâmica do ângulo.



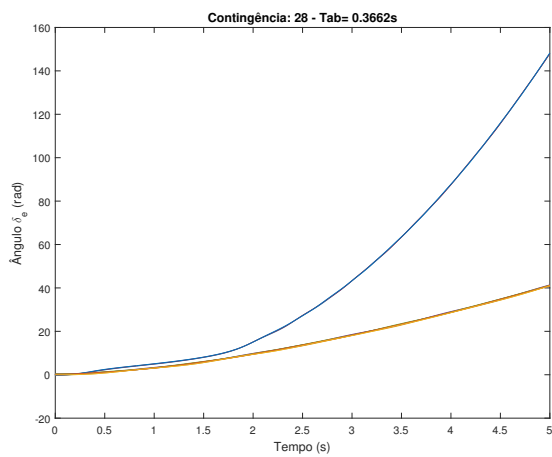
(b) Dinâmica da velocidade.



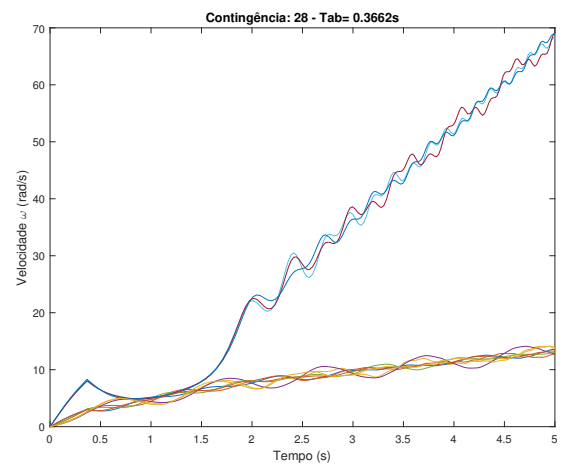
Fonte: Autoria própria.

Figura 9 – Contingência na linha 380-396 com curto-circuito próximo a barra 380.

(a) Dinâmica do ângulo.



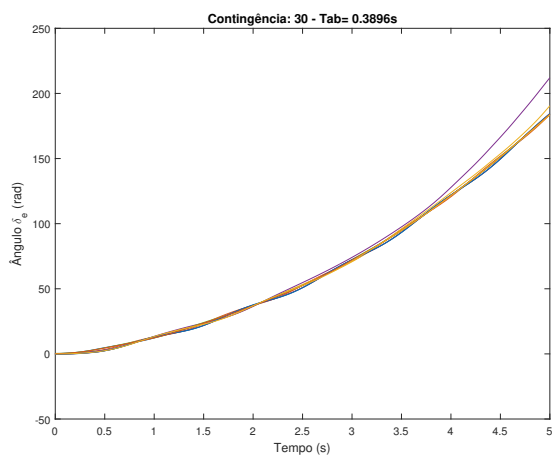
(b) Dinâmica da velocidade.



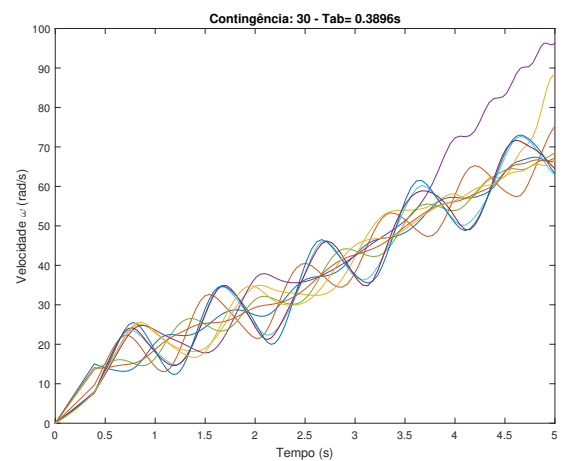
Fonte: Autoria própria.

Figura 10 – Contingência na linha 382-383 com curto-circuito próximo a barra 382.

(a) Dinâmica do ângulo.



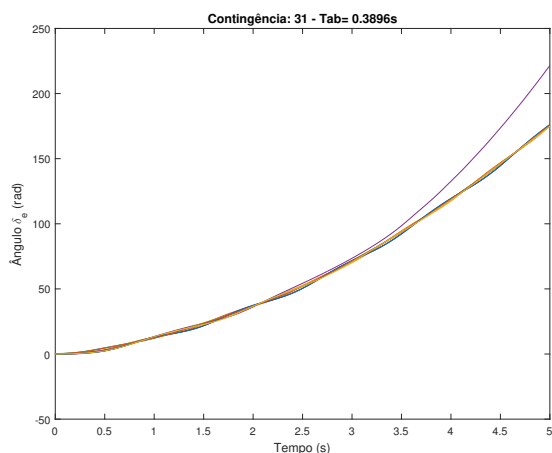
(b) Dinâmica da velocidade.



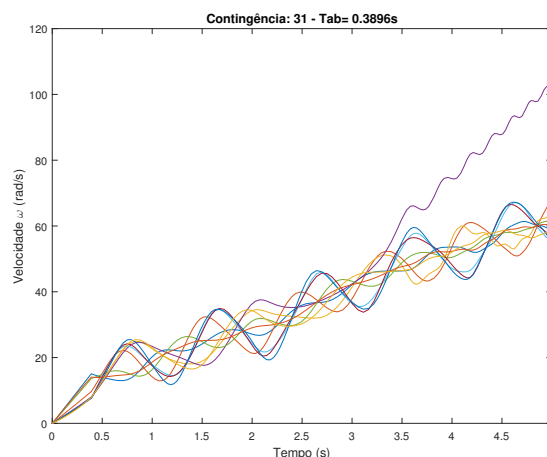
Fonte: Autoria própria.

Figura 11 – Contingência na linha 382-384 com curto-circuito próximo a barra 382.

(a) Dinâmica do ângulo.



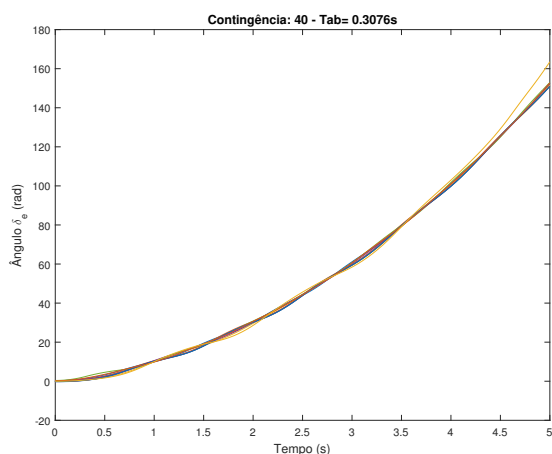
(b) Dinâmica da velocidade.



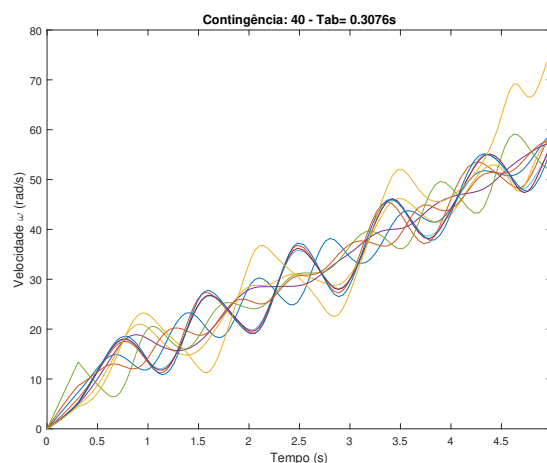
Fonte: Autoria própria.

Figura 12 – Contingência na linha 389-391 com curto-circuito próximo a barra 391.

(a) Dinâmica do ângulo.



(b) Dinâmica da velocidade.



Fonte: Autoria própria.

Do total de 114 contingências das quais 30 foram consideradas com tempo crítico efetivamente calculado, apenas 5 apresentaram desvio maior do que o esperado. As variações podem ser explicadas devido ao integrador utilizado, o método utilizado neste trabalho foi o "*trapezoidal rule + backward differentiation formula*" (TR-BDF2) que é um método que utiliza a fórmula de Runge-Kutta implícita com uma regra trapezoidal como primeira etapa e um corretor por diferenciação de ordem 2 como segundo estágio (MATWORKS,). Isto leva a acreditar que as diferenças encontradas em alguns casos analisados são provavelmente fruto das diferenças de ajuste dos métodos de integração utilizados em ambos os programas e na janela de análise considerada para o período pós-falta.

5.2 O nomograma

Como resultado para a região de segurança dinâmica tem-se o nomograma. Os três geradores do sistema IEEE 9 barras foram divididos de acordo com a Tabela 4, enquanto que os dez geradores do sistema sul brasileiro reduzido foram agrupados de acordo com a Tabela 5.

Tabela 4 – Relação Gerador-Grupo para o sistema IEEE 9 barras

Barra	Grupo
1	3
2	2
3	1

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5 – Relação Gerador-Grupo para o sistema sul-sudeste brasileiro reduzido.

Barra	Grupo
392	1
394	1
395	1
369	2
373	2
407	2
381	3
366	3
390	3
397	3

Fonte: Autoria própria.

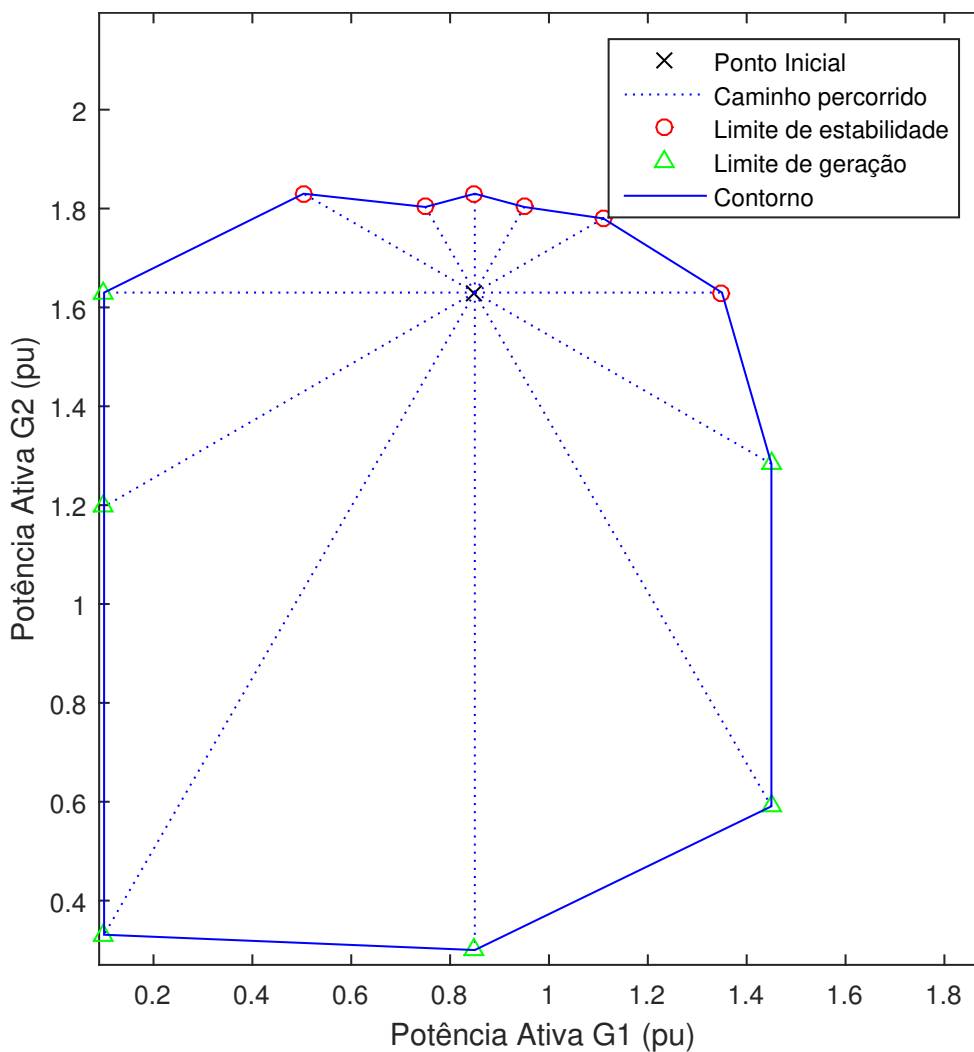
Para a escolha de configuração para o sistema IEEE 9 barras, se fez apenas uma troca entre os geradores das barra 1 e 3 devido a barra *slack* ter potência variável, de maneira que é justificável inseri-la no grupo responsável por complementar a potência ativa, a saber G_3 .

Da mesma forma a escolha destes grupos para o sistema sul brasileiro pode-se justificar, devido a barra 396 ser comum aos geradores do grupo 1, a saber são as barras 392, 394 e 395. Para o grupo 3 foi-se escolhido os geradores que utilizam as linhas de transmissão a 525kV. O restante pertencendo as linhas de transmissão de 230kV, foram inseridos no grupo 2.

São realizados estudos para definir em quais grupos os geradores se encaixam melhor para visualizar a região de segurança dinâmica de maneira eficaz. Foram considerados grupos arbitrários de geradores com o intuito de demonstrar a eficiência da ferramenta computacional desenvolvida para traçar os nomogramas.

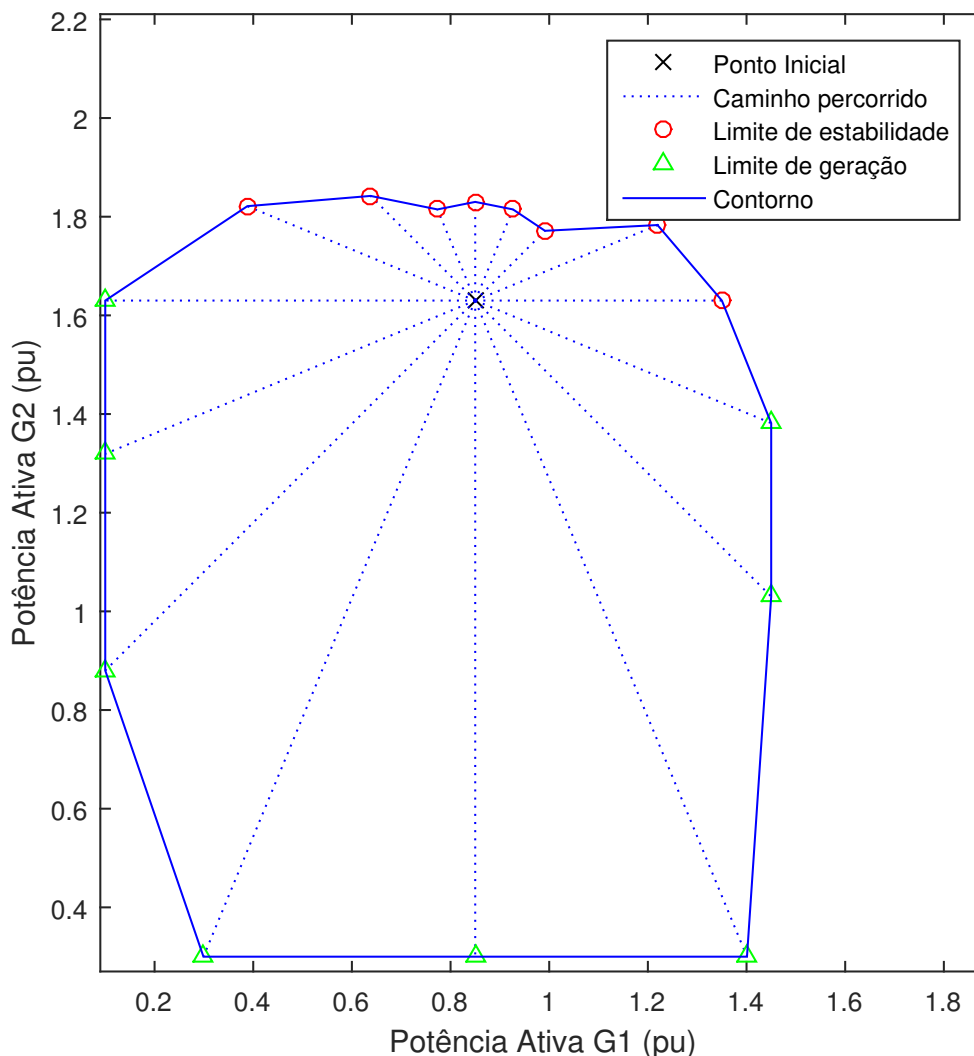
A seguir as regiões de segurança dinâmica obtidas são apresentadas, representadas pelas Figuras 13 a 20. Nas figuras são apresentadas os dois sistemas com diferentes configurações de número de direções: 12, 16, 24 e 36, respectivamente, de modo que o ângulo formado entre duas direções consecutivas são 30° , $22,5^\circ$, 15° e 10° , respectivamente, tal escolha evidencia a divisão entre os quadrantes.

Figura 13 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 12 direções em análise.



Fonte: Autoria própria.

Figura 14 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 16 direções em análise.

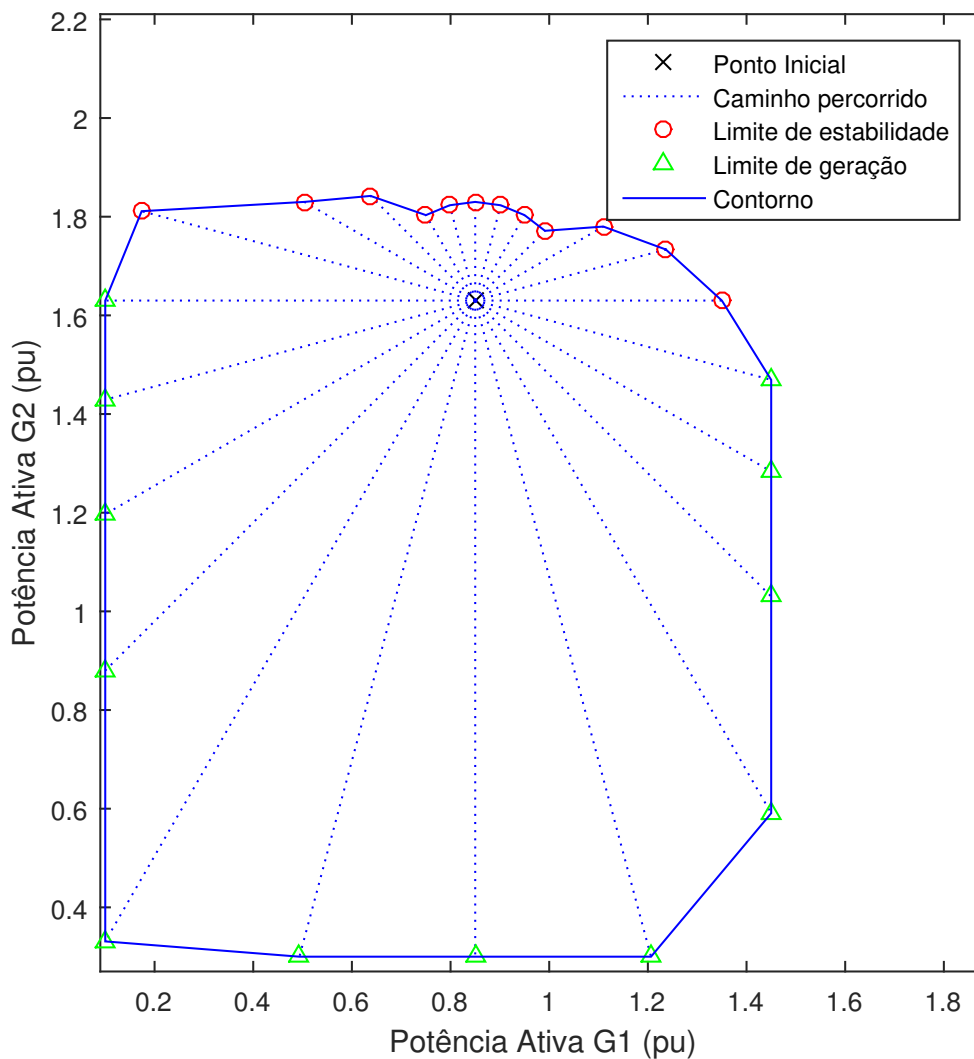


Fonte: Autoria própria.

Ao comparar as Figuras 13 e 14 pode-se notar alterações na geometria das regiões de segurança dinâmica, quanto aos limites de geração. Enquanto a Figura 14 apresenta inclinação no contorno do lado esquerdo, a Figura 13 mostra esse contorno mais próximo do limite de geração formando um único vértice, e não dois, com ângulos próximos de 90°, porém, essa situação se inverte quando se observa o lado inferior direito das figuras.

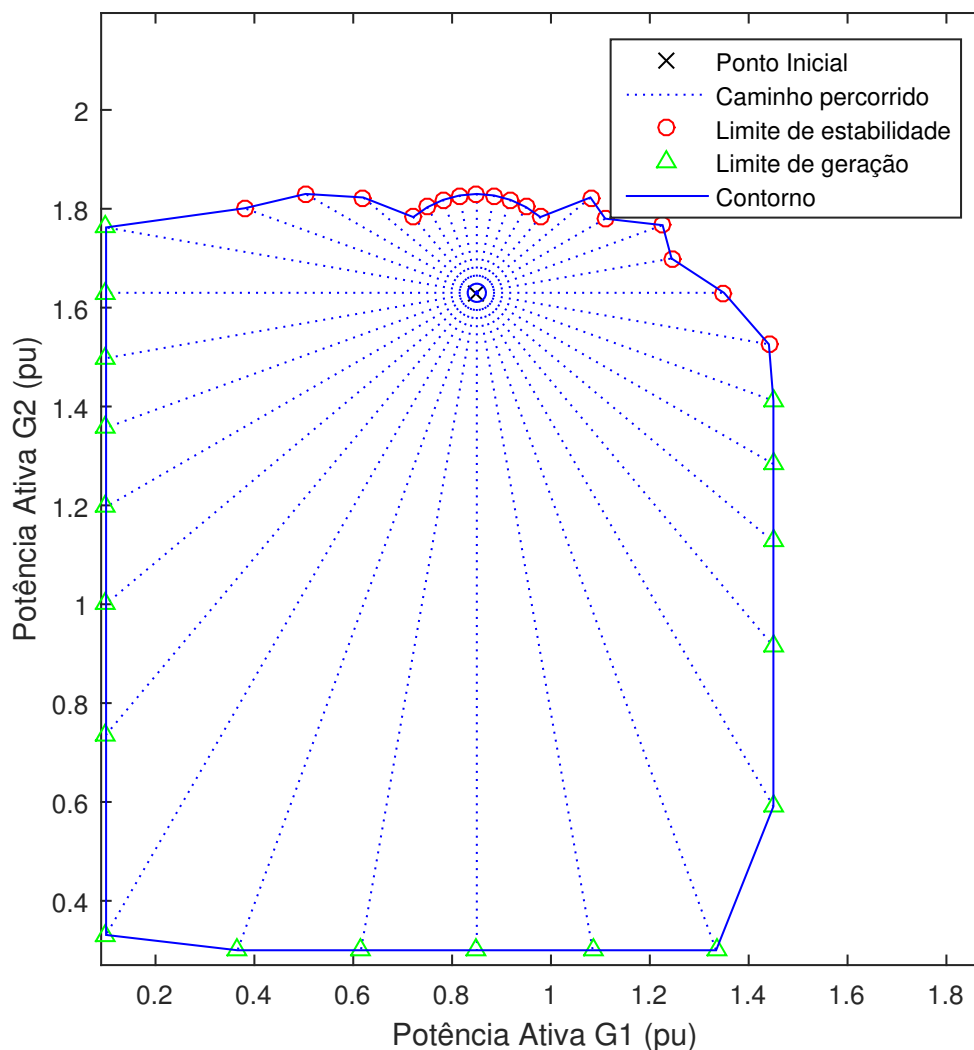
Nota-se também que 90° (região superior central) a partir do ponto inicial vê-se vestígios que a fronteira da região de segurança é semi-circular.

Figura 15 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 24 direções em análise.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 15 é possível distinguir melhor o limite semi-circular, além disso é possível verificar no canto superior esquerdo um ponto mais próximo de onde o limite de estabilidade e de geração se aproximam.

Figura 16 – Região de segurança dinâmica para o sistema IEEE 9 barras com 36 direções em análise.

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 16, a figura mais completa em termos de informação, observa-se que nas direções de -10° a 170° há condições que atingem o limite de estabilidade. Esta informação indica que próximo a essas fronteiras não é recomendado fazer o despacho de potência. Nas demais direções os limites de geração determinados como limitantes são atingidos, são eles:

- 0,1 p.u. para o grupo 1, na direção 180° ;
- 0,3 p.u para o grupo 2, na direção 270° ;
- 1,45 p.u. para o grupo 1, na direção 0° .

A situação que resultou na identificação da fronteira do nomograma (região de segurança), para cada uma das direções, é apresentada na Tabela 6. Nas Tabelas 6 e

7 são apresentados os resultados (Situação) para cada uma das direções (Caminhos), assim como a(s) contingência(s) que ocasionou(ocasionaram) a instabilidade (Limite Estabilidade), ou no caso de atingir limite de geração de potência ativa para algum grupo (Limite Ger. estável) é apresentada a situação dos grupos de geradores (Sit. Geradores), ou seja, é identificado o grupo (G1, G2 ou G3) que atingiu limite de geração a nível mínimo (inferior) ou máximo (superior).

Tabela 6 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.

Caminho	Situação	Contingência(s)	Sit. Geradores
1	Limite Estabilidade	5-7	..
2	Limite Estabilidade	5-7, 7-8	..
3	Limite Estabilidade	5-7, 7-8	..
4	Limite Estabilidade	5-7, 7-8	..
5	Limite Estabilidade	7-8	..
6	Limite Estabilidade	7-8	..
7	Limite Estabilidade	7-8	..
8	Limite Estabilidade	7-8	..
9	Limite Estabilidade	7-8	..
10	Limite Estabilidade	7-8	..
11	Limite Estabilidade	7-8	..
12	Limite Estabilidade	7-8	..
13	Limite Estabilidade	7-8	..
14	Limite Estabilidade	7-8	..
15	Limite Estabilidade	7-8	..
16	Limite Estabilidade	7-8	..
17	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
18	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
19	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
20	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
21	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
22	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
23	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
24	Limite Ger. estável	..	Limite G1 inferior
25	Limite Ger. estável	..	Limite G2 inferior
26	Limite Ger. estável	..	Limite G2 inferior
27	Limite Ger. estável	..	Limite G2 inferior
28	Limite Ger. estável	..	Limite G2 inferior
29	Limite Ger. estável	..	Limite G2 inferior

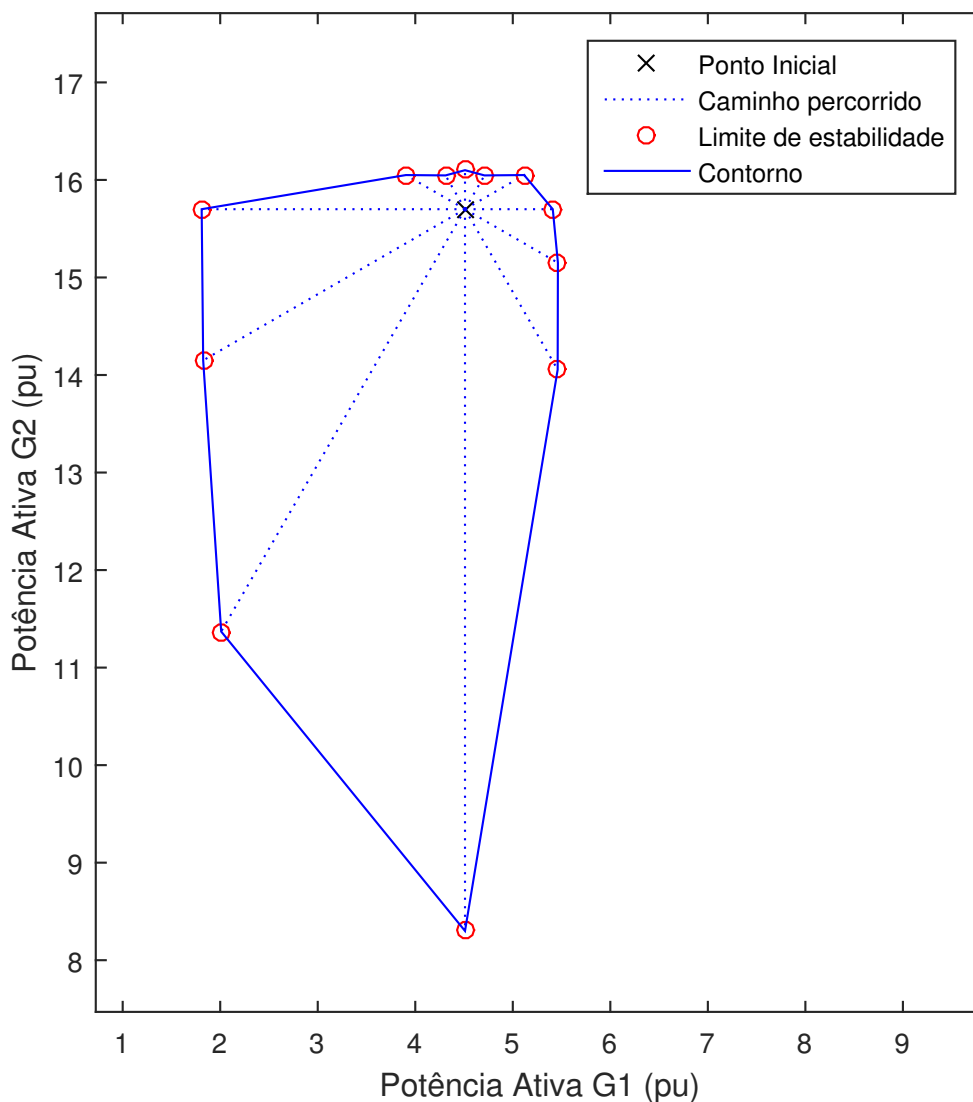
Continua...

Tabela 6 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.

Caminho	Situação	Contingência(s)	Sit. Geradores
30	Limite Ger. estável	..	Limite G1 superior
31	Limite Ger. estável	..	Limite G1 superior
32	Limite Ger. estável	..	Limite G1 superior
33	Limite Ger. estável	..	Limite G1 superior
34	Limite Ger. estável	..	Limite G1 superior
35	Limite Estabilidade	5-7	..
36	Limite Estabilidade	5-7	..

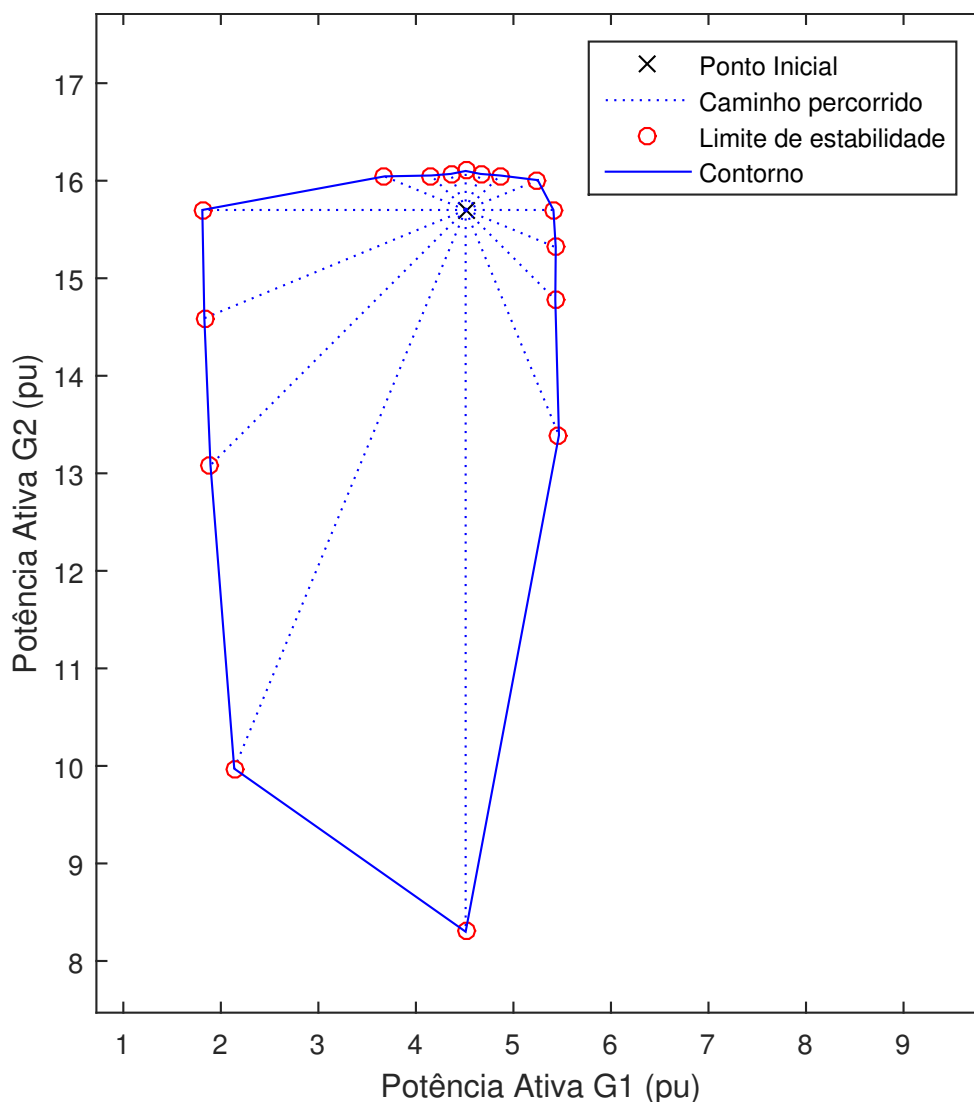
Fonte: Autoria Própria.

Figura 17 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 12 direções em análise.



Fonte: Autoria própria.

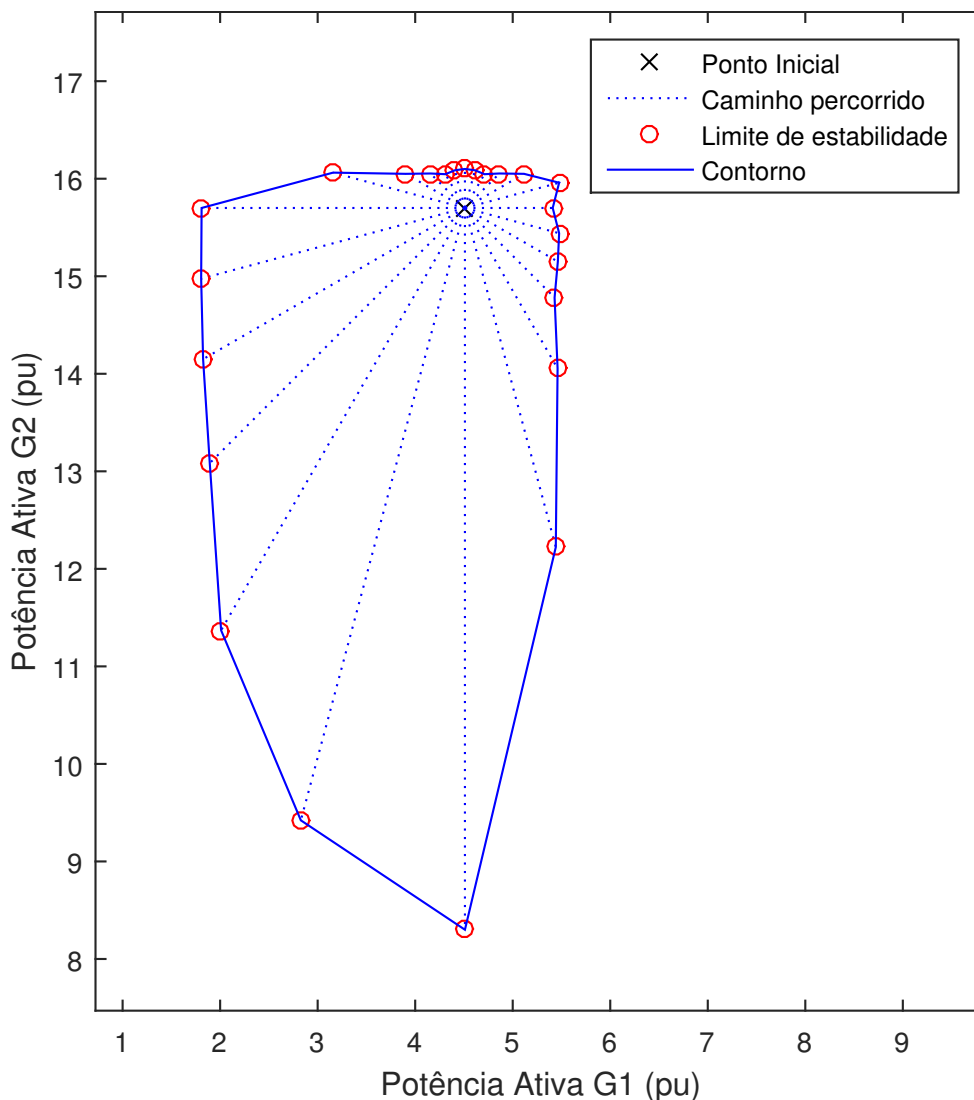
Figura 18 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 16 direções em análise.



Fonte: Autoria própria.

Ao se comparar as Figuras 17 e 18, é observável que há uma distinção de informações nas regiões inferiores. O ângulo formado pela reta entre os pontos adjacentes ao ponto de 270° descrevem uma definição superior conforme mais direções são analisadas ao traçado do nomograma.

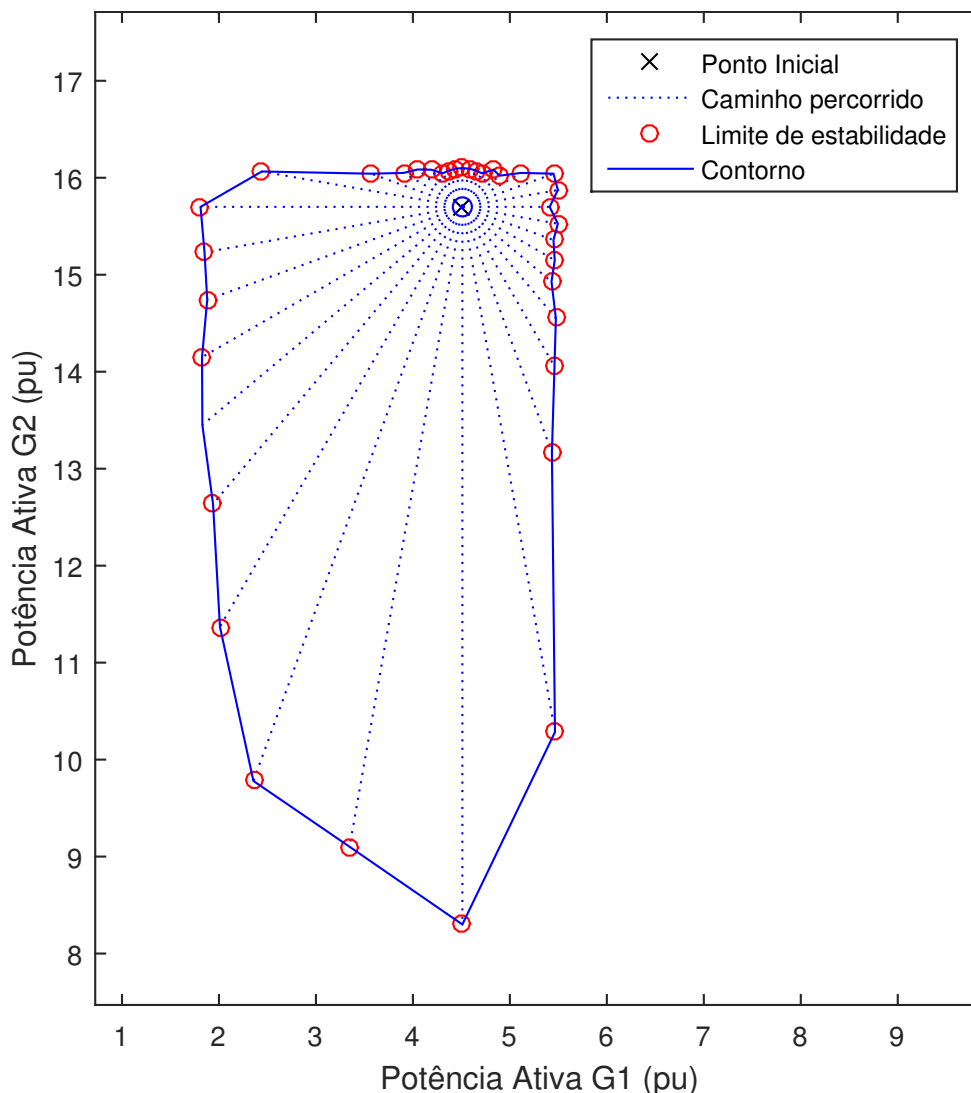
Figura 19 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 24 direções em análise.



Fonte: Autoria própria.

Ao comparar a Figura 19 com a figura anterior destaca-se que do lado direito forma-se uma reta parecida com a reta observável no sistema IEEE 9 barras, no entanto, a distinção se dá por se tratar aqui de um limite de estabilidade. Essa informação pode indicar maior influência do grupo G1 sobre a estabilidade nestas direções.

Figura 20 – Região de segurança dinâmica para o sistema sul-sudeste brasileiro com 36 direções em análise.



Fonte: Autoria própria.

Diferente do sistema IEEE 9 barras, o sistema sul-sudeste brasileiro é maior e mais complexo, visto que apresenta maior número de linhas e barras. Observa-se nas figuras que em nenhuma das situações atingiu-se o limite de geração, no entanto, no caminho 22 (220°) há uma situação denominada como condição crítica. Essa situação é uma condição especial onde o programa é incapaz de determinar o tempo crítico pois este é inferior ao erro utilizado como critério de parada.

Uma rápida análise da região de segurança dinâmica indica que aumentar o despacho de potência dos geradores do Grupo 2 pode causar instabilidade do sistema na ocorrência de contingências. A situação que resultou na identificação da fronteira do nomograma (região de segurança), para cada uma das direções, é apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.

Caminho	Situação	Contingência(s)	Sit. Geradores
1	Limite Estabilidade	380-396	..
2	Limite Estabilidade	374-375, 374-433, 380-396	..
3	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
4	Limite Estabilidade	374-375 , 374-433	..
5	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
6	Limite Estabilidade	374-375 , 374-433	..
7	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
8	Limite Estabilidade	374-375 , 374-433	..
9	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
10	Limite Estabilidade	374-375 , 374-433	..
11	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
12	Limite Estabilidade	374-375 , 374-433	..
13	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
14	Limite Estabilidade	374-375, 374-433	..
15	Limite Estabilidade	374-375 , 374-433	..
16	Limite Estabilidade	374-433	..
17	Limite Estabilidade	374-433	..
18	Limite Estabilidade	379-380	..
19	Limite Estabilidade	379-380	..
20	Limite Estabilidade	379-380	..
21	Limite Estabilidade	379-380	..
22	Condição crítica	379-380	..
23	Limite Estabilidade	379-380	..
24	Limite Estabilidade	379-380	..
25	Limite Estabilidade	382-398	..
26	Limite Estabilidade	382-398	..
27	Limite Estabilidade	382-398	..
28	Limite Estabilidade	380-396	..
29	Limite Estabilidade	380-396	..
30	Limite Estabilidade	380-396	..
31	Limite Estabilidade	380-396	..
32	Limite Estabilidade	380-396	..
33	Limite Estabilidade	380-396	..
34	Limite Estabilidade	380-396	..
35	Limite Estabilidade	380-396	..

Continua...

Tabela 7 – Relatório das situações limite nas diferentes direções avaliadas para o sistema IEEE 9 barras.

Caminho	Situação	Contingência(s)	Sit. Geradores
36	Limite Estabilidade	380-396	..

Fonte: Autoria Própria.

Na Tabela 8 são apresentados o tempo consumido para execução da ferramenta para cada um dos nomogramas apresentados. Para produzir estes resultados utilizou-se o seguinte computador:

- Sistema operacional: Windows 10 Pro 64 bits;
- Processador: Intel(R) Core(TM) i7-2670QM CPU @ 2.20GHz;
- Memória RAM: 8 GB;
- Versão MATLAB: 2012b;

Tabela 8 – Tempos de execução da ferramenta.

Sistema teste	Nº de direções	Nº de contingências	Tempo de execução
IEEE 9 barras	12	9	2 min e 3 s
IEEE 9 barras	16	9	3 min e 7 s
IEEE 9 barras	24	9	4 min e 57 s
IEEE 9 barras	36	9	6 min e 18 s
Sul-sudeste brasileiro	12	57	38 min e 12 s
Sul-sudeste brasileiro	16	57	54min e 12 s
Sul-sudeste brasileiro	24	57	1h 18 min e 49 s
Sul-sudeste brasileiro	36	57	1h 54 min e 20 s

Fonte: Autoria própria.

Através da Tabela 8 observa-se que o programa aumenta seu tempo de execução conforme aumenta-se o número de contingências e direções em análise. É importante ressaltar que técnicas de processamento paralelo poderiam ser utilizada a fim de aumentar a eficiência de execução do programa.

6 Conclusão

Ao longo deste trabalho foi apresentado o desenvolvimento de uma ferramenta computacional a ser utilizada para análise de segurança na operação de SEPs, capaz de determinar como poderia ser realizado o despacho de potência ativa dos geradores de maneira que o sistema como um todo permaneça estável, e portanto, seguro considerando o critério de estabilidade transitória.

Nesta abordagem, optou-se por utilizar um sistema de distribuição do acréscimo de potência ativa que leva em consideração a potência máxima para cada gerador.

A ferramenta proposta foi desenvolvida e testada em sistema de pequeno porte. Seus resultados se mostram factíveis para aplicação na operação de SEPs. Pôde-se observar nos testes relatados, conforme o esperado, que o tempo de execução desta ferramenta aumenta expressivamente à medida que o porte do sistema e o número de contingências e caminhos avaliados durante o traçado dos nomogramas aumenta.

A ferramenta apresentada foi desenvolvida com o propósito de introduzir estes estudos no GEDAP-SEP e contribuir com os esforços deste grupo na criação de novas ferramentas para análise de segurança de sistemas elétricos de potência.

6.1 Perspectivas futuras

Como perspectivas futuras para a continuação do desenvolvimento deste trabalho sugere-se explorar outros sistemas de acréscimo de carga tais como:

- custo de potência: leva em consideração o custo de geração de cada gerador diferenciando usinas termelétricas e hidrelétricas;
- distância do centro consumidor: leva em consideração a distância elétrica até o centro consumidor, evita perdas de transmissão;
- disponibilidade de energia primária: leva em consideração a disponibilidade de recurso primário para realizar a conversão de energia, por exemplo nível de água da barragem.

Referências

- ABRANTES, A. L. *Análise estática de estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência via Nomogramas e computação paralela*. 58 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.
- BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. *Estabilidade transitória em sistemas eletroenergéticos*. São Carlos, SP: EESC-USP, 2000.
- CHANDRASHESHAR, P. K.; SRIVANI, S. G. A hybrid method for critical clearing time evaluation of multi-machine systems. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL, COMPUTER AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES (ICECCT), 2015, Coimbatore, India. Coimbatore, India: IEEE, 2015.
- CORRÊA, A. L. et al. Redespacho da geração para melhoria da segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência usando inteligência computacional. SBSE, Goiânia, maio 2012.
- DO CARMO, M. E. B. *Uso de nomogramas para análise dos limites de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência*. 51 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 1990.
- FERREIRA, L. F. *Análise de estabilidade baseados no SIME: Aplicados à região de segurança dinâmica*. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2016.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. *Power system analysis*. New York, NY: Mc Graw-Hill, 1994.
- KUNDUR, P. *Power system stability and control*. New York, NY: Mc Graw-Hill, 1994.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. IEEE, n. 3, p. 1387–1401, aug. 2004.
- LEE, D.; SRIKANTHA, P.; KUNDUR, D. Secure operating region simplification in dynamic security assessment. *IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, Miami, USA, 2015.
- MATWORKS. Solve stiff differential equations — trapezoidal rule + backward differentiation formula - MATLAB ode23tb. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/ode23tb.html>>. Acesso em: 02 dez. 2017.
- OLIVEIRA, L. T. D. *Análise de estabilidade estática de tensão utilizando o método de Newton-Raphson convencional para resolução do problema de fluxo de carga*. 72 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná., Cornélio Procópio, 2017.
- ONS. O que é o SIN: - sistema interligado nacional. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 09 maio 2016.
- ONS. Planejamento estratégico. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/orientacoes-estrategicas>>. Acesso em: 09 maio 2016.

ONS. *Manual de Procedimentos de Rede: Módulo 10 - Manual de Procedimentos da Operação*. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx>.

ONS. *Manual de Procedimentos de Rede. Submodulo 23.3: Diretrizes e criterios para estudos eletricos*. [S.l.], 2017.

QUADROS, M. A. et al. Aplicação da avaliação dinâmica e estática do SIN nos centros de operação da ONS. In: *X EDAO*. São Paulo: [s.n.], 2008.

THEODORO, E. A. R. *Desenvolvimento de uma Ferramenta Computacional para Análise de Segurança Dinâmica, no contexto da Estabilidade Transitória, de Sistemas Elétricos de Potência via Métodos Diretos*. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

ZANETTA JÚNIOR, L. C. *Fundamentos de sistemas elétricos de potência*. 1. ed. São Paulo, SP: Editora Livraria da Física, 2006.

ZHU, W. et al. Improvements on the approximation of dynamic security region based on linear regression theory. In: *TENCON, IEEE Region 10 Conference*. Xi'an, China: IEEE, 2015.

Tabela 9 – Dados de barra do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.

Barra	V[p.u.]	Tipo	θ [°]	P_0 [p.u.]	Q_0 [p.u.]	Shunt [p.u.]	Área
343	1,034	PQ	-6,9	0	0	-2,5	1
344	1,025	PQ	-9,3	0	0	0	1
366	1,020	PV	-6,7	0	0	0	1
367	0,974	PQ	-32	1,77	0,68	0	1
368	1,020	PQ	-34	1,91	0,42	0	1
369	1,040	PV	-14	0	0	0	1
370	1,022	PQ	-19	1,71	0,185	0	1
371	0,999	PQ	-16	1,26	0,47	0	1
372	0,997	PQ	-10	0,46	0,147	0	1
373	1,020	PV	3,07	0	0	0	1
374	1,015	PQ	-2,6	0,281	0,565	0	1
375	1,016	PQ	-11	2,79	0,607	0	1
376	1,014	PQ	-21	1,3	0,294	0	1
377	1,026	PQ	-21	4,27	-0,25	0	1
378	0,972	PQ	-27	3,1	1,41	0	1
379	1,002	PQ	-26	4,24	0,906	0	1
380	0,993	PQ	-28	1,17	0,531	0	1
381	1,022	θV	0	0	0	0	1
382	1,035	PQ	-5,6	0	0	0	1
383	1,029	PQ	-19	0	0	-0,6	1
384	1,033	PQ	-17	3,68	0,596	0	1
385	1,011	PQ	-24	0	0	0	1
386	1,029	PQ	-11	1,74	-0,08	-1	1
387	1,026	PQ	-29	0	0	-1,5	1
388	1,027	PQ	-23	0	0	-1,5	1
389	1,032	PQ	-9,7	0	0	-1,7	1
390	1,018	PV	6,93	0	0	0	1
391	1,035	PQ	-1,3	0	0	0	1
392	1,030	PV	-24	0	0	0	1
393	1,000	PQ	-28	1,25	0,398	0	1
394	1,030	PV	-23	0	0	0	1
395	1,030	PV	-21	0	0	0	1
396	1,005	PQ	-27	0	0	0	1
397	1,020	PV	2,72	0	0	0	1
398	1,032	PQ	-1,4	0	0	0	1

Continua...

Tabela 9 – Dados de barra do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.

Barra	V[p.u.]	Tipo	θ [°]	P_0 [p.u.]	Q_0 [p.u.]	Shunt [p.u.]	Área
399	1,029	PQ	-33	8,13	1,1	0	1
402	1,039	PQ	-32	6,12	-4,55	0	1
407	1,020	PV	-14	0	0	0	1
408	1,002	PQ	-20	4,04	1,35	0	1
414	1,033	PQ	-25	3,93	-1,11	0	1
430	0,992	PQ	-15	2,62	0,132	0	1
431	1,010	PQ	-11	2,29	1,83	0	1
432	0,982	PQ	-15	1,84	0,602	0	1
433	0,979	PQ	-13	1,39	0,537	0	1
437	0,972	PQ	-32	0,901	0,553	0	1

Tabela 10 – Dados de linha do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.

Da Barra	Para Barra	Resistência [p.u.]	Reatância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
343	344	0,00035	0,00725	3,322
343	382	0,0018	0,0227	2,2721
343	391	0,0014	0,0204	2,4475
344	431	0	0,0063	0
366	386	0	0,135	0
367	368	0,0386	0,1985	0,34
367	396	0,096	0,0491	0,0842
367	437	0,0033	0,0167	0,2859
368	370	0,02315	0,1689	0,8168
368	399	0,0059	0,03033	0,4755
369	370	0	0,046	0
370	371	0,00815	0,04175	0,288
370	408	0,025	0,1648	0,469
371	372	0,0163	0,0835	0,144
371	374	0,0316	0,1621	0,2784
372	374	0,0153	0,0861	0,1344
373	374	0	0,0114	0
374	375	0,0306	0,1523	0,2702
374	433	0,0172	0,088	0,608
375	376	0,0245	0,1256	0,2041
375	382	0	0,03	0

Continua...

Tabela 10 – Dados de linha do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.

Da Barra	Para Barra	Resistência [p.u.]	Reatância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
376	377	0,0088	0,0415	0,5218
377	378	0,0091	0,04675	0,319
377	383	0	0,0062	0
378	379	0,0077	0,0388	0,27
379	380	0,0108	0,05525	0,3726
379	385	0	0,0062	0
380	396	0,009	0,046	0,3103
381	382	0	0,0067	0
382	383	0,0019	0,028	3,3576
382	384	0,0019	0,0274	3,2867
382	386	0,0014	0,0195	2,3968
382	398	0,0005	0,007	0,8392
383	384	0,0005	0,0069	0,8215
383	385	0,0012	0,0175	2,097
386	387	0,0021	0,0309	3,7183
387	402	0	0,0062	0
388	389	0,0022	0,03	3,83
388	414	0	0,0062	0
389	391	0,0014	0,0195	2,397
390	391	0	0,0114	0
391	398	0,0005	0,007	0,8392
392	393	0	0,0871	0
393	396	0	0,059	0
394	396	0	0,0701	0
395	396	0	0,045	0
396	437	0,0129	0,0657	0,1128
397	398	0	0,0068	0
399	402	0,0007	0,00358	0,0668
399	414	0,00613	0,03162	0,2062
407	408	0	0,0236	0,1905
408	414	0,0202	0,1129	0
430	431	0,00528	0,02979	0
430	432	0,011	0,1184	0,2027
430	433	0,0229	0,1174	0,2027
431	432	0,0086	0,0442	0,2868

Continua...

Tabela 10 – Dados de linha do sistema sul-sudeste reduzido em p.u.

Da Barra	Para Barra	Resistência [p.u.]	Reatância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
432	433	0,0181	0,0929	0,1607

Tabela 11 – Dados de geradores do sistema sul-sudeste reduzido.

Barra	X'd [p.u.]	H [s]	Pg [MW]	Qg [MVar]	Pmin [MW]	Pmax [MW]
366	0,0457	37,32	630	-38,30	0	2350
369	0,0985	11,30	215	51,29	0	700
373	0,0300	39,47	895	88,55	0	2500
381	0,0180	74,40	1530	-130,00	0	4700
390	0,0215	57,28	1325	-56,00	0	3600
392	0,1350	3,56	90	39,02	0	250
394	0,1535	5,06	120	41,26	0	300
395	0,1007	9,68	241	69,32	0	600
397	0,0184	51,63	1100	-141,00	0	3250
407	0,0550	20,34	460	104,40	0	1250

OBS: Para a construção dos nomogramas foi considerado que o conjunto de geradores teria capacidade para suprir em até 3 vezes a demanda do sistema, de acordo com os dados de carga, assim a potência máxima para cada gerador foi definida como uma porcentagem desse valor em relação a inércia de cada gerador.

APÊNDICE B – Sistema teste IEEE 9 barras

A seguir são apresentados os dados relativos ao sistema "IEEE 9 buses". Este sistema é constituído por 9 barras, 3 geradores, sendo 6 barras do tipo PQ, 2 do tipo PV e 1 do tipo θV . Os dados de barras, linhas e dos geradores estão respectivamente nas Tabela 12, 13 e 14. Todos os valores estão em p.u. nas bases de 100MVA, 230 kV. A Figura 22 ilustra a topologia da rede do sistema.

Figura 22 – Sistema teste IEEE 9 barras.

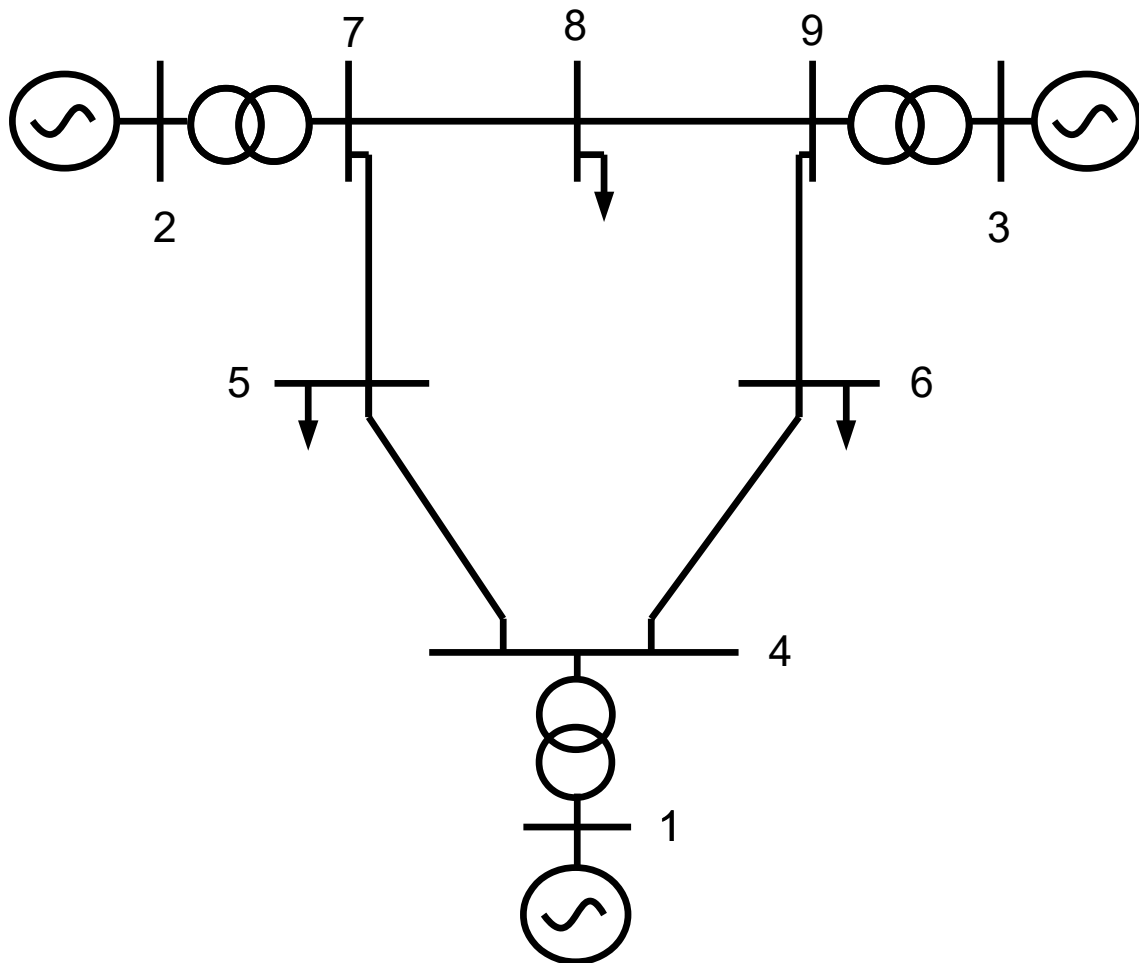


Tabela 12 – Dados de barra do sistema IEEE 9 barras em p.u.

Barra	V[p.u.]	Tipo	θ [°]	P_0 [p.u.]	Q_0 [p.u.]	Shunt [p.u.]	Área
1	1,04	θ V	0,0	0	0	0	1
2	1,02	PV	9,3	0	0	0	1
3	1,02	PV	4,7	0	0	0	1
4	1,02	PQ	-2,2	0	0	0	1
5	0,99	PQ	-4,0	1.25	0.50	0	1
6	1,01	PQ	-3,7	0.90	0.30	0	1
7	1,02	PQ	3,7	0	0	0	1
8	1,01	PQ	0,7	1.00	0.35	0	1
9	1,03	PQ	2,0	0	0	0	1

Tabela 13 – Dados de linha do sistema IEEE 9 barras em p.u.

Da Barra	Para Barra	Resistência [p.u.]	Reatância [p.u.]	Susceptância [p.u.]
1	4	0	5,76	0
2	7	0	6,25	0
3	9	0	5,86	0
4	5	1	8,5	17,6
4	6	1,7	9,2	15,8
5	7	3,2	16,1	30,6
6	9	3,9	17	35,8
7	8	0,85	7,2	14,9
8	9	1,19	10,08	20,9

Tabela 14 – Dados dos geradores do sistema IEEE 9 barras.

Barra	$X'd$ [p.u.]	H [s]	P_g [MW]	Q_g [MVar]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]
1	6,08	23,64	71,6	27	0	1125
2	11,98	6,4	163	6,7	30	300
3	18,13	3,01	85	-10,9	10	145

OBS: Para a construção dos nomogramas foi considerado que o conjunto de geradores teria capacidade para suprir em até 5 vezes a demanda do sistema, de acordo com os dados de carga, assim a potência máxima para cada gerador foi definida como uma porcentagem desse valor em relação a inércia de cada gerador. A potência mínima foi utilizada apenas como teste.