

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PABLO LEANDRO CHEN WIELER

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DINÂMICA
APLICADO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

CURITIBA

2019

PABLO LEANDRO CHEN WIELER

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DINÂMICA
APLICADO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

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

Orientador: Prof. Dr. Roman Kuiava

CURITIBA

2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

- W646f Wieler, Pablo Leandro Chen
Fluxo de potência ótimo com critérios de segurança dinâmica aplicado em redes de distribuição com geração distribuída [recurso eletrônico] / Pablo Leandro Chen Wieler– Curitiba, 2019
- Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Orientador: Roman Kuiava
1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica - distribuição 3. Algoritmos. I. Universidade Federal do Paraná. II. Kuiava, Roman. III. Título.

CDD: 621.3

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



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

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **PABLO LEANDRO CHEN WIELER** intitulada: **FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DINÂMICA APLICADO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.


Curitiba, 27 de Fevereiro de 2019.


ROMAN KUIAVA

Presidente da Banca Examinadora (UFPR)


THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES
Avaliador Interno (UFPR)


GIDEON VILLAR LEANDRO
Avaliador Interno (UFPR)


RAPHAEL AUGUSTO DE S BENEDITO
Avaliador Externo (UTFPR)

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Roman Kuiava, pelas inúmeras horas de dedicação à minha orientação, sempre aberto à discussões e preciso em seus apontamentos. Agradeço-o ainda por toda a confiança, paciência e compreensão.

Aos demais professores do programa de pós-graduação pela transmissão de conhecimento imprescindível para o desenvolvimento desta pesquisa.

Agradeço a minha esposa Rebeca por todo suporte, apoio e incentivo que me é dado.

Aos colegas de laboratório do PPGEE/UFPR, que acompanharam todo o processo e me prestaram apoio desde o início.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

No contexto do aumento de novas conexões de Geração Distribuída (GD) para complementar a demanda solicitada pelo o sistema elétrico torna-se essencial compreender os requisitos de segurança dinâmica por razões de confiabilidade, proteção e a estabilidade transitória dos geradores síncronos distribuídos. Para avaliar os impactos da GD, é comum fazer o uso de ferramentas para o cálculo do Fluxo de Potência Ótimo (FPO), pelo qual é encontrada a operação ótima dos sistemas elétricos. O FPO é formulado com o intuito de minimizar (ou maximizar) uma função objetivo pré-estabelecida e sujeita a um conjunto de limites físicos e operacionais geralmente associados à operação em regime permanente do sistema. Restrições de estabilidade transitória (equações diferenciais não lineares) também podem ser incluídas no problema do FPO, tornando-o essencial para a avaliação da GD em regime permanente e o FPO pode ser chamado de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular (FPO-RETA). Neste trabalho, propõe-se utilizar o método de resolução de otimização da programação não linear que será o método dos pontos interiores versão primal-dual para encontrar a solução do FPO-RETA. Para implementar as equações diferenciais não lineares representadas pelas restrições de estabilidade transitória e pela análise de sensibilidade de trajetória foi aplicada a técnica de discretização trapezoidal implícita, as quais serão acrescentadas como restrições no problema de FPO convencional. A Análise de Sensibilidade de Trajetória (AST) é uma ferramenta que nos permita verificar mudanças que possam ocorrer na operação do sistema devido à mudança de parâmetro do sistema, e neste trabalho será utilizada pra elaborar um conjunto de restrições matemáticas a serem incorporadas ao FPO convencional que representam o impacto de diferentes cenários na estabilidade transitória do sistema. A AST é baseada na linearização do sistema em torno de uma trajetória nominal em vez de em torno de um ponto de equilíbrio. Portanto, a análise da sensibilidade de trajetória juntamente com o Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular tem uma grande contribuição, que fornece informações valiosas na avaliação de limites de estabilidade e contabiliza mudanças nas condições operacionais e parâmetros do sistema. Os parâmetros de estudo serão obtidos da matriz de admitância reduzida Y_{red} e os resultados verificarão a sensibilidade da variação dos elementos desta matriz na estabilidade transitória do sistema elétrico de potência. O algoritmo proposto no presente trabalho foi implementado para uma rede de distribuição contendo nove barras, de forma a determinar a operação ótima da rede e o dimensionamento ótimo das unidades de geração distribuída em termos de geração de potência ativa e de potência reativa. Também foi possível constatar que o algoritmo proposto leva em consideração a influência de variações ou incertezas nos valores das cargas na trajetória do ângulo do rotor dos geradores, ou ainda, de outras pequenas perturbações ou incertezas que possam causar variações nos elementos da matriz de admitância reduzida Y_{red} . A partir das simulações dos cenários propostos foi constatado que o algoritmo responde bem com variação da carga no sistema.

Palavras-chave: Geração distribuída. Fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular. Método dos pontos interiores. Análise de sensibilidade de trajetória.

ABSTRACT

In the context of the increase of new Distributed Generation connections (DG) to complement the demanded by the electrical system it becomes essential to understand the dynamic safety requirements for reasons of reliability, protection and the transient stability of the distributed synchronous generators. In order to evaluate the impacts of DG, it is common to make use of tools to calculate the Optimal Power Flow (OPF), by which the Optimal operation of the electrical systems is found. The FPO is formulated with the aim of minimizing (or maximizing) a pre-established objective function and subject to a set of physical and operational limits generally associated with steady-state system operation. Transient stability constraints (nonlinear differential equations) can also be included in the OPF problem, making it essential for the evaluation of the DG in steady state and the OPF can be called the Transient Stability Constrained Optimal Power Flow (TSC-OPF). In this work, it is proposed to use the optimization resolution method of non-linear programming that will be the method of interior points dual-primal version to find the solution of the TSC-OPF. The Trajectory Sensitivity Analysis (TSA) is a tool provides us with valuable information on the influence of parameters on the dynamic behavior of systems, and this work will be used to develop a set of mathematical constraints to be incorporated into the conventional FPO that represent the impact of different scenarios on the transient stability of the system. The TSA is based on the linearization of the system around a nominal trajectory instead of around an equilibrium point. To implement the nonlinear differential equations represented by the transient stability constraints and the path sensitivity analysis was applied the implicit trapezoidal discretization technique, which will be added as constraints on the problem of conventional OPF problem. Therefore, path TSA together with the Transient Stability Constrained Optimal Power Flow has a great contribution by capturing valuable information in the evaluation of stability limits and account for changes in operating conditions and system parameters. The study parameters will be obtained from the reduced admittance matrix Y_{red} and the results will verify the sensitivity of the variation of the elements of this matrix in the transient stability of the electric power system. The algorithm proposed in the present work was implemented for a distribution network containing nine buses, in order to determine the Optimal network operation and the optimal sizing of the distributed generation units in terms of active power generation and reactive power. It was also possible to verify that the proposed algorithm takes into account the influence of variations or uncertainties in the values of loads in the trajectory of the rotor angle of the generators or other small perturbations or uncertainties that may cause variations in the elements of the reduced admittance matrix Y_{red} . From the simulation of the proposed scenarios it was verified that the algorithm responds well where there was a variation in the system load.

Key words: Distributed synchronous generators. Transient stability constrained optimal power flow. Interior point method. Trajectory sensitivity analysis.

LISTA DE FIGURAS

1.1	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA DE 2017.	13
2.1	CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.	21
2.2	REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA.	28
3.1	TAXONOMIA PARA RESTRIÇÕES DINÂMICAS INCORPORADAS NO PROBLEMA DO FPO-RETA.	38
4.1	ESTUDO DE CASO CONTENDO UMA MÁQUINA SÍNCRONA.	54
4.2	SENSIBILIDADES DAS TRAJETÓRIAS DO δ E ω EM RELAÇÃO À P_{mec} E P_{emax}	59
4.3	TRAJETÓRIAS DO δ DO GERADOR COM AST. A SUBFIGURA (a) É REFERENTE À P_{mec} E A SUBFIGURA (b) REFERENTE À P_{emax}	60
5.1	FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PROPOSTO PARA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA COM AST.	69
6.1	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE ESTUDO.	70
6.2	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE ESTUDO DO CENÁRIO 1 E 2.	71
6.3	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE ESTUDO DO CENÁRIO 2.	72
6.4	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO A.	76
6.5	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO A.	76
6.6	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO B.	78
6.7	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO B.	78
6.8	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO A.	80
6.9	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO A.	81
6.10	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO B.	82
6.11	ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO B.	83

LISTA DE TABELAS

6.1	PARÂMETROS DOS GERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS AO SISTEMA-TESTE	72
6.2	TABELA COMPARATIVA DO FPO-RETA E FPO-RETA COM AST	74
6.3	DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 1 - CASO A OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA	77
6.4	DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 1 - CASO B OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA	79
6.5	DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 2 - CASO A OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA	81
6.6	DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 2 - CASO B OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA	83
6.7	PARCELA DA FUNÇÃO OBJETIVO (f_1 , f_2 e f_3)	84

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Objetivo geral	17
1.1.2	Objetivos específicos	17
1.2	JUSTIFICATIVA	18
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
2	ESTABILIDADE ANGULAR DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	20
2.1	PROBLEMAS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	23
2.2	MODELAGEM MATEMÁTICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM A PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS	25
2.3	RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	29
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	30
3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	31
3.1	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	32
3.1.1	Função Objetivo	34
3.1.2	Equações de balanço de potência ativa e reativa	36
3.1.3	Limites Técnicos Operacionais	36
3.1.4	Equações de dinâmica do sistema	37
3.1.4.1	Método baseado em simplificações	38
3.1.4.2	Métodos de otimização numérica	40
3.1.4.3	Meta-heurística	42

3.1.5	Equações das Condições Iniciais do Ângulo do Rotor e Tensões Internas das Máquinas	43
3.1.6	Restrições de Estabilidade Transitória Angular	43
3.2	FORMULAÇÃO BÁSICA DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	44
3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	44
4	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIA	46
4.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE A AST	46
4.2	FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA DA AST	50
4.3	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA AST EM UM SISTEMA DE POTÊNCIA SIMPLIFICADO	53
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	61
5	NOVA ABORDAGEM DE FPO-RETA COM ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIA	62
5.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO	62
5.1.1	Formulação do FPO-RETA com análise de sensibilidade de trajetória	66
5.1.2	Algoritmo proposto	67
5.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	68
6	TESTES E RESULTADOS	70
6.1	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO	70
6.1.1	Cenários de interesse	71
6.2	ANÁLISE PRELIMINAR	72
6.3	TESTES PARA O CENÁRIO 1	75
6.3.1	Caso A - Prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de geração distribuída	75
6.3.2	Caso B - Prioridade para a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema	77

6.4	TESTES PARA O CENÁRIO 2	79
6.4.1	Caso A - Prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de geração distribuída	79
6.4.2	Caso B - Prioridade para a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema	81
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	85
	REFERÊNCIAS	88

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

No século passado a principal forma de obter energia, no setor elétrico, era a partir dos combustíveis fósseis como petróleo e carvão mineral. A utilização desses combustíveis como geração de energia proporcionou transformações e crescimento tanto na economia brasileira quanto mundial. Além dos recursos não renováveis que foram bastante explorados no século passado a matriz energética do setor elétrico brasileiro detêm inúmeras outras fontes disponíveis que começaram a ser exploradas para atender a população brasileira (ANEEL, 2008).

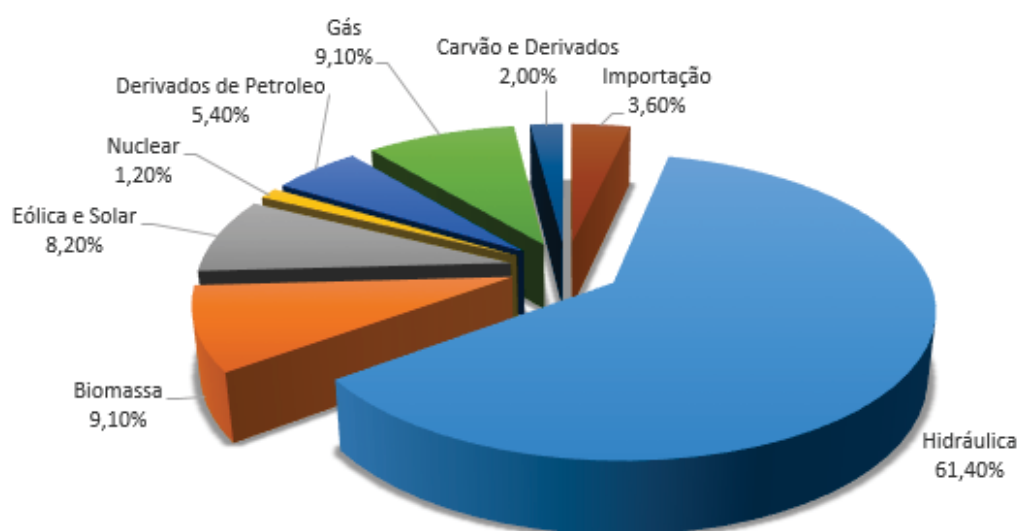
Tanto a participação de recursos renováveis (como exemplo hídrica, solar, eólica, biomassa entre outros) quanto a de recursos não renováveis (geração térmica a base de combustíveis fósseis, carvão, nuclear, gás natural visto que são recursos limitados e geradores poluentes) da matriz elétrica, são importantes para a geração de energia elétrica no Brasil.

Nos últimos anos houve uma política de ampliação e diversificação dos recursos para geração de energia para atender o aumento do consumo de energia elétrica. Assim, abriu-se espaço para Geração Distribuída (GD) que é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, na maioria das vezes a partir de fontes renováveis ou até mesmo utilizando combustíveis fósseis (ANEEL, 2008).

Defini-se como GD quando a energia é gerada no centro de consumo ou próximo dele e as unidades de geração podem ou não estar conectadas diretamente à rede de distribuição, o que proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam adiar investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; baixo impacto ambiental; melhora no nível de tensão da rede no período de carga pesada; diversificação da matriz energética, entre outros (GOMES *et al.*, 1999; ANEEL, 2016).

Para entender melhor o que contempla a matriz elétrica brasileira é ilustrado na Figura 1.1 que, dentre todas as fontes de energia relevantes, a que predomina na geração de energia elétrica é a fonte hídrica de custo mais barato, tornando a oferta muito dependente do regime de chuvas (nelas incluídas as Usinas Hidrelétricas (UHE), Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)), valor este que em 2017 foi em torno de 407,30 TWh, equivalente a 61,40% conforme o estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética ano base 2017 (MME, 2017).

FIGURA 1.1: MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA DE 2017.



FONTE: MME, 2017.

O contexto de geração de energia elétrica mudou, colocou à prova uma nova realidade: a necessidade do desenvolvimento sustentável e do conceito que alia a expansão da oferta, consumo consciente, preservação do meio ambiente, de modo a suprir as necessidades da geração atual sem comprometer a capacidade de atender as necessidades das futuras gerações. Em outras palavras: o desafio é reduzir o impacto ambiental e, ao mesmo tempo, ser capaz de suportar o crescimento econômico, proporcionando a inclusão social de grandes contingentes da população (ANEEL, 2008).

No cenário brasileiro, um dos fatores que impulsionou a instalação de novas unidades de GD foram as crises que ocorreram nas últimas duas décadas no setor de energia elétrica, cujos motivos foram os baixos índices pluviométricos (falta de chuvas), falta de

planejamento e investimento (pouco foi realizado para fomentar o uso mais eficiente da energia elétrica), entre outros. O que se observou nessa crise foi a necessidade de um sistema elétrico mais confiável, mais eficiente em relação à diminuição de perdas elétricas e à geração/produção de energia elétrica sem grandes impactos ambientais (PAULA, 2004).

Dentro desse cenário de crise no setor de energia elétrica brasileira, o desafio foi promover a diversificação da matriz energética. Então, no ano de 2002 foi constituído o Programa de Incentivos de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) pela Lei Federal de número 10.438, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e PCH no Sistema Elétrico Interligado Nacional (PAULA, 2004).

Outro resultado dos esforços da reestruturação do setor elétrico brasileiro, foi a instituição da resolução normativa número 482 de 12/04/2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2016).

Em 2015, a Resolução Normativa nº 687 que altera a Resolução Normativa nº482, torna o processo de conexão mais ligeiro e amplifica o acesso à GD para um número maior de unidades consumidoras, permitindo a conexão de geradores de até 5 MW na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada¹ (ANEEL, 2016).

Também ocorreram outros incentivos governamentais que estimularam o interesse na exploração de fontes de energia renováveis limpas, como demonstra a evolução da geração da energia eólica de 2007 até 2016, de 663 GWh para 33.489 GWh. Ademais, houve um crescimento na energia solar de 5 GWh em 2013 para 85 GWh em 2016 (MME, 2017).

Os avanços tecnológicos destinados ao setor de energia elétrica, contendo as tecnologias mais eficientes e/ou mais atrativas comercialmente vêm ocupando espaço. Como

¹Cogeração qualificada: atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos na resolução normativa Nº 235, segundo aspectos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração.

exemplos, têm-se turbinas para PCHs, aerogeradores, células fotovoltaicas, biomassas, entre outras.

Quando se trata da conexão de GD na rede de distribuição deve-se atender a requisitos técnicos como de proteção, controle de tensão, despacho de energia, requisitos de regulamentação juntamente ao órgão regulamentador de energia elétrica, entre outros requisitos (HATZIARGYRIOU; MELIPOULOS, 2002).

A integração significativa de novos Geradores Distribuídos ocasiona diversos impactos no Sistema Elétrico de Potência (SEP) que precisam ser estudados. Esses impactos podem ser formulados em problemas de otimização, tais como: determinar os melhores posicionamentos geográficos da nova inserção, nível de tensão, valor máximo do despacho de energia elétrica para encontrar valores mínimos para as perdas nas linhas, carregamento, emissões de poluentes e impactos ambientais; isso tudo a fim de obter um benefício para o sistema elétrico como um todo (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001).

Para avaliar os impactos da GD é utilizada uma ferramenta clássica: o fluxo de potência, o qual consiste em obter o estado da rede, ou seja, tensões nodais (módulo e ângulo) em tais barras e os fluxos de potência das linhas. Usando a análise tradicional do fluxo de potência, no entanto, não é possível atuar nas sobretensões ou subtensões que ocorrem na rede porque essas análises são baseadas em algumas combinações específicas de cargas e produção de energia de GD (HATZIARGYRIOU; MELIPOULOS, 2002).

Assim, a avaliação da segurança operativa tornou importante no que se refere ao risco contido em sua habilidade para resistir a iminentes perturbações (ou contingências) sem a interrupção do serviço. A avaliação da segurança do SEP geralmente tem como base critérios pré-definidos no que se refere-se às análises e métodos utilizados na determinação do estado de segurança, sendo assim avaliar as contingências no SEP no regime permanente e transitórios.

Assim, torna-se mais viável a aplicação do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) que visa otimizar o sistema elétrico em regime permanente, obtendo uma melhor condição operacional do mesmo. O FPO é uma ferramenta de planejamento operacional essen-

cial, que tem como o objetivo minimizar (ou maximizar) um determinado critério de otimização (custo de operação, por exemplo), assegurando a operação do sistema em relação a um conjunto de restrições e contingências postuladas. As variáveis de interesse para controle podem ser determinadas, tais como, geração de potências ativa e reativa, controle da tensão, ângulos defasadores, controle do tap de transformador, entre outros. (CASTRONUOVO, 2001; FERNANDES, 2004; CAPITANESCU, 2016; FUCHS *et al.*, 2017).

Por questões de confiabilidade no sistema elétrico, o qual envolve perturbações severas (como curto-circuito ou saída súbita de grande carga) no sistema, tem-se desenvolvido grande interesse em problemas de FPO (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001), e especificamente no FPO-RETA (que considera o acréscimo das restrições que descrevam o comportamento dinâmico dos geradores e os limites de estabilidade transitória angular). Destacam-se os estudos dos impactos na resposta transitória de fontes GD conectadas ao sistema de distribuição. Esta análise tem grande destaque para realizar a avaliação ótima destes sistemas considerando limites de estabilidade transitória do sistema durante a ocorrência de grandes perturbações no sistema (XU *et al.*, 2012; LEDESMA *et al.*, 2017; FUCHS *et al.*, 2017).

Os autores Nguyen e Pai (2003), Pizano-Martínez *et al.* (2014), Tang e Sun (2017) formularam o FPO-RETA juntamente com Análise de Sensibilidade de Trajetória (AST), sendo a AST uma nova abordagem para avaliar os impactos da GD nos problemas do sistema elétrico, considerando incertezas em determinados parâmetros e informações, como os valores de demanda, estado da topologia da rede, dentre outros. De acordo com Hiskens e Pai (2000) a AST fornece informações valiosas sobre a influência dos parâmetros sobre o comportamento dinâmico dos sistemas. As propriedades que não são óbvias a partir da resposta real do sistema são muitas vezes evidentes nas sensibilidades.

Segundo Hou e Vittal (2013) e Tang e Sun (2017) o FPO-RETA quando formulado em conjunto com a AST, traz o benefício de evitar repetições nas simulações. Nos trabalhos citados, o parâmetro de interesse na AST foi a geração de potência ativa, a qual

foi maximizada, garantindo a estabilidade transitória, para caso analisado.

Outra abordagem para o controle preventivo envolvendo a estabilidade transitória do sistema de energia é proposta em Xu *et al.* (2015), pois trata-se de um caso que possui vários geradores síncronos conectados ao sistema elétrico e consegue realizar por meio da AST uma equivalência de um gerador versus barramento infinito.

Deste modo, esta dissertação tem como contribuição a inclusão da AST ao FPO-RETA por meio de um conjunto de restrições matemáticas que analisam a estabilidade transitória angular frente a diversos cenários que representem o impacto de diferentes carregamentos na estabilidade transitória do sistema.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral apresentar uma formulação de fluxo de potência ótimo com critérios de segurança dinâmica, agregando o método da sensibilidade da trajetória a fim de representar o impacto de diferentes carregamentos frente à incidência de perturbações severa ao sistema.

1.1.2 Objetivos específicos

- Estudar fundamentos sobre a análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos (contendo estabilidade transitória angular de grandes perturbações).
- Estudar fundamentos conceituais do fluxo de potência ótimo com critérios de segurança dinâmica baseados em índices/margens de estabilidade transitória.
- Realizar estudo de revisão bibliográfica sobre análise de sensibilidade de trajetória para sistemas dinâmicos.
- Formular restrições matemáticas a serem incorporadas ao fluxo de potência ótimo

que caracterizam o impacto de diferentes contingências na estabilidade transitória do sistema.

- Desenvolver a metodologia para a formulação do problema de otimização proposto.
- Validar a metodologia proposta através de simulações computacionais de um sistema-teste.
- Analisar e documentar os resultados das simulações.

1.2 JUSTIFICATIVA

A fim de aprimorar a avaliação da segurança dinâmica de um SEP, a contribuição do presente trabalho consiste investigar a estabilidade do sistema em diversos cenários de carga utilizando a AST juntamente com FPO-RETA via MPI.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação de mestrado está organizada conforme a estrutura a seguir:

- No Capítulo 2 é apresentado a estabilidade transitória angular no sistema elétrico de potência com a inserção da GD.
- No Capítulo 3 é apresentado uma revisão da metodologia da estabilidade transitória angular no problema de FPO-RETA. Também neste capítulo é apresentado o estudo do estado da arte que já se desenvolveu atualmente para o FPO-RETA.
- No Capítulo 4 é desenvolvida a metodologia proposta de Análise de Sensibilidade de Trajetória para estudo de segurança dinâmica do sistema elétrico, verificando o quão sensível é a variação dos parâmetros de um sistema elétrico.
- No Capítulo 5 é apresentada uma nova abordagem para a resolução do FPO-RETA com AST. O novo algoritmo proposto é baseado na inserção de novas restrições

obtidas pela técnica AST no FPO-RETA através do Método dos Pontos Interiores (MPI) versão Primal Dual.

- No Capítulo 6 é apresentado o sistema-teste de geração distribuída estudado e os cenários de interesse desta pesquisa. E apresenta ainda os testes e análise de resultados referentes aos diferentes cenários realizados.
- No Capítulo 7 são apresentados as considerações finais e conclusão geral do trabalho, também propondo estudos futuros.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDADE ANGULAR DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Historicamente, a instabilidade transitória tem sido um problema recorrente na maioria dos sistemas, pois conforme os sistemas de energia foram evoluindo, houve o crescimento contínuo das interconexões, o uso de novas tecnologias, o aumento da operação em condições altamente estressadas (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004).

A estabilidade de sistema de potência é semelhante à estabilidade de qualquer sistema dinâmico e tem fundamentos matemáticos. Definições precisas de estabilidade podem ser encontradas na literatura que trata da rigorosa teoria matemática da estabilidade de sistemas dinâmicos (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004). A classificação da estabilidade em categorias melhora o entendimento da análise dos seus problemas, sendo essa classificação apresentada na Figura 2.1.

A proposta de acordo com a Figura 2.1 é a classificação em três categorias: a primeira é a grandeza física na qual a instabilidade pode ser observada, a segunda é a intensidade da perturbação e a terceira é intervalo de tempo que deve ser levado em consideração para avaliar a estabilidade.

De acordo com a Figura 2.1, a primeira categoria, que pode ser analisada pela grandeza física, é dividida em estabilidade de frequência, de tensão e angular. Cada categoria da estabilidade possui abordagens diferentes para a resolução do problema.

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema de potência de manter a frequência estável após uma contingência ou perturbação, que provoca um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga. Ela depende da capacidade de man-

FIGURA 2.1: CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.



FONTE: Kundur *et al.* (2004)

ter/restaurar o equilíbrio entre a geração e a carga do mesmo, com perda mínima não intencional de carga. Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência estão associados às inadequações nas respostas de equipamentos, falta ou pouca coordenação de equipamentos de controle e proteção ou reserva de geração insuficiente (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004).

A estabilidade de tensão está relacionada com a capacidade do sistema de potência de manter a operação de todos os barramentos do sistema após ser submetido a um distúrbio e alcançar um novo ponto de equilíbrio após essa perturbação. Essa perturbação pode ser uma perda de geração ou entrada/saída de um grande bloco de carga (estabilidade a grandes perturbações) ou a ocorrência de um distúrbio como uma pequena variação na carga (estabilidade a pequenas perturbações) (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004). Um dos problemas ao se tratar de estabilidade de tensão se chama colapso de tensão que é quando uma barra do sistema elétrico de potência atinge seu ponto de máximo carregamento, sendo esse seu ponto crítico de estabilidade.

Este trabalho está interessado na análise e estudo da estabilidade do ângulo do rotor ou estabilidade angular que refere-se à capacidade das máquinas síncronas de um

sistema de energia interconectado permanecerem em sincronismo após serem submetidas a um distúrbio. A estabilidade depende da capacidade de manter / restaurar o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina síncrona no sistema (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004). A análise dos problemas de estabilidade angular se caracteriza em duas subcategorias descritas a seguir.

A estabilidade do ângulo do rotor a pequenas perturbações trata do sincronismo dos geradores frente às perturbações de pequena magnitude e depende do estado operacional inicial do sistema e dos ajustes das malhas de controle do sistema, tais como, das malhas de controle de tensão e dos estabilizadores de sistema de potência. A instabilidade pode ocorrer de duas formas: i) aumento no ângulo do rotor através de um modo não oscilatório ou aperiódico devido à falta de torque de sincronização, ou ii) oscilações do rotor de amplitude crescente devido à falta de torque de amortecimento suficiente. Nos sistemas de energia atuais, o problema de estabilidade do ângulo do rotor a pequenas perturbações é geralmente associado a um amortecimento insuficiente das oscilações (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004).

A estabilidade do ângulo do rotor a grandes perturbações ou estabilidade transitória refere-se à capacidade dos geradores de se manterem em sincronismo em um curto período de tempo após a ocorrência de uma perturbação severa. A dinâmica do sistema caracteriza-se por grandes excursões dos ângulos dos geradores e pelas relações não lineares entre potência e ângulo (ANDERSON; FOUAD, 2003; KUNDUR *et al.*, 2004).

Ao estudar o comportamento da estabilidade transitória do sistema elétrico de potência frente à grandes contingências, é conveniente definir o período de análise do estudo. No primeiro caso, a dinâmica é modificada de acordo com a alteração da configuração da rede durante a falta, enquanto no segundo, estuda-se a configuração após a atuação da proteção. Sendo assim, a análise da estabilidade transitória é dividida em três períodos de estudo: pré-falta, em falta e pós-falta.

No contexto da inserção de novas GDs para complementar a demanda solicitada pelo sistema elétrico, torna-se cada vez mais importante compreender os requisitos de

segurança dinâmica, tais como restrições de estabilidade transitória, por razões de confiabilidade, proteção entre outros.

Este capítulo tem como objetivo apresentar a estabilidade angular de geradores síncronos frente à ocorrência de grandes perturbações. Essa avaliação torna-se essencial para entendimento dos problemas em um sistema elétrico de potência.

2.1 PROBLEMAS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Apesar dos atrativos que impulsionaram a geração distribuída (incluindo geradores baseados em biomassa, sistemas fotovoltaicos, células a combustível, micro-turbinas, pequenas centrais hidrelétricas e turbinas eólicas) conectada no sistema de distribuição e subtransmissão, há preocupação com impactos como: despacho de energia da GD, estabilidade da GD, fator de potência de operação das máquinas, implantação da proteção da GD, local de instalação e perfil de tensão para segurança dinâmica do sistema (GOMES *et al.*, 1999; ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001).

De acordo com Bretas e Alberto (2000), é primordial a atuação rápida dos dispositivos de proteção para extinguir/isolar a perturbação a fim de manter estável a operação do sistema. O tempo de atuação torna-se essencial para os geradores conectados ao sistema elétrico e para que seja mantida a integralidade do sistema. De acordo com os artigos Xu *et al.* (2015) e Shubhanga e Kulkarni (2004) existem abordagens diferentes para determinar o tempo crítico da duração da contingência para que o sistema mantenha o sincronismo.

Outro problema referente à estabilidade transitória é determinar a máxima geração de potência ativa, a ser fornecida ao sistema elétrico após o mesmo sofrer alguma contingência garantindo a estabilidade transitória para certas condições operativas (NGUYEN; PAI, 2003; HOU; VITTAL, 2013; TANG; SUN, 2017).

Nestas referências, o parâmetro de interesse foi a geração de potência ativa, a qual

foi maximizada, garantindo a estabilidade transitória para certas condições operativas.

A análise do planejamento e a operação de sistemas elétricos de potência têm sido um desafio por ser composto por equações diferenciais não lineares que descrevem o sistema em falta e pós-falta. Normalmente, a análise de estabilidade transitória é resolvida utilizando os métodos direto, indireto ou híbrido (junção do método direto e indireto) (ZARATE-MINANO *et al.*, 2010).

Os métodos diretos também chamados de energéticos, avaliam a estabilidade transitória, evitando parcial ou completamente a resolução do conjunto de equações algébrico-diferenciais que descrevem a dinâmica do sistema. Existem duas abordagens típicas para estudos de estabilidade angular voltados com o método diretos.

A primeira abordagem é baseada nas funções de Lyapunov, que são funções escalares do vetor de estado do sistema com uma caracterização matemática específica. O procedimento envolve o cálculo do valor da função de Lyapunov (função auxiliar de energia) para o estado do sistema correspondente ao instante em que a perturbação é eliminada. A estabilidade é determinada comparando este valor da função Lyapunov com um determinado valor limite, associado à máxima excursão do estado antes da instabilidade (BRETAS; ALBERTO, 2000; ZARATE-MINANO *et al.*, 2010).

A segunda abordagem trata do método chamado Critério das Áreas Iguais aplicado a uma (ou duas) máquina(s) síncrona(s) conectada(s) a um barramento infinito. Esta técnica estabelece que a estabilidade do sistema é garantida enquanto a energia cinética armazenada no sistema durante o período de falta (área de aceleração) não exceda a energia que o sistema pode dissipar (área de desaceleração) (ZARATE-MINANO *et al.*, 2010).

O método indireto (ou método baseado no domínio do tempo), caracteriza-se em obter soluções numéricas do conjunto de equações algébrico-diferenciais. Tipicamente, métodos de integração numérica implícita são usados para resolver o modelo de estabilidade transitória, por exemplo, a regra trapezoidal implícita (ZARATE-MINANO *et al.*, 2010; LEDESMA *et al.*, 2017; FUCHS *et al.*, 2017; TANG; SUN, 2017). O método

indireto traz consigo um grande esforço computacional para resolução do problema por discretizar ou algebrizar em um determinado passo de tempo as equações que modelam a dinâmica do gerador (ZARATE-MINANO *et al.*, 2010; ABHYANKAR *et al.*, 2017).

Segundo Zarate-Minano *et al.* (2010) também existe o método híbrido, que baseia-se sobre de duas observações: (i) decorre do fato de que a condição de estabilidade do critério de Lyapunov se torna suficiente e necessária para o caso particular de um sistema equivalente à duas máquinas ou à uma máquina, descrito com um modelo simplificado; (ii) baseia-se na ideia de construir uma função de Lyapunov para o modelo simplificado do sistema de potência e avaliar essa função passo a passo com o valor dos estados do sistema fornecidos por uma simulação no domínio do tempo por um modelo de sistema elétrico de potência

Nesse contexto, várias técnicas têm sido propostas nos últimos anos com a finalidade de analisar os efeitos da GD na estabilidade do ângulo do rotor a grandes perturbações em um sistema de distribuição, relacionando o desempenho tanto em regime permanente quanto regime transitório. Contudo, para melhor entendimento dos problemas de estabilidade transitória, torna-se importante entender a modelagem matemática de geradores síncronos em redes de distribuição elétrica.

2.2 MODELAGEM MATEMÁTICA DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM A PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS

Essa seção baseia-se na modelagem matemática de estabilidade transitória com duas ou mais máquinas conectadas no SEP, na qual a complexidade dos cálculos numéricos e a dimensão do problema crescem com o número de máquinas consideradas no estudo (BRETAS; ALBERTO, 2000).

As máquinas interligadas no SEP fornecem potência elétrica P_e através de uma função complexa que envolve as equações diferenciais da máquina síncrona e as equações

algébricas da rede e das máquinas. Para facilitar a modelagem do sistema e assim diminuir a complexidade dos cálculos computacionais, as seguintes hipóteses simplificadoras adicionais são frequentemente adotadas conforme descrito em (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; BRETAS; ALBERTO, 2000):

- Adota-se que a rede elétrica esteja em regime permanente senoidal, o que significa que as constantes de tempo da rede elétrica são desprezíveis quando comparadas à frequência eletromecânica de oscilação dos geradores;
- O ângulo de fase da tensão atrás da reatância transitória do gerador coincide com o ângulo do rotor (δ);
- O modelo adotado é o modelo clássico do gerador síncrono, representado por uma fonte de tensão de magnitude constante, determinada pelas condições em regime permanente, e em série com uma reatância comumente chamada de reatância transitória de eixo direto;
- Todas as cargas são representadas por impedâncias constantes, calculadas através do fluxo de carga nas condições de tensão no período pré-falta. Através do modelo de impedância constante que permite a redução dos barramentos de carga incluindo as tensões internas das unidades geradoras, conseqüentemente, é possível obter uma expressão analítica utilizada na fórmula da potência elétrica (P_e) das unidades geradoras;
- Adota-se que potência mecânica (P_m) para cada unidade geradora permaneça constante e igual ao seu valor pré-falta durante todo o intervalo de tempo de interesse do estudo.

Para descrever o comportamento da máquina síncrona (denominado na literatura por modelo clássico) são modeladas equações matemáticas não lineares, conhecidas como equações de *swing*, ou de oscilação, ou ainda como equações de balanço do sistema. Esse

modelo é caracterizado por duas equações diferenciais envolvendo o balanço de potência da máquina com a variação da velocidade angular do rotor e são representadas por (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

$$\dot{\delta}_i(t) = \omega_s \omega_i(t) - \omega_s, \quad (2.1)$$

$$\dot{\omega}_i(t) = \frac{1}{2H_i} P_{a_i}(t), \quad (2.2)$$

onde δ_i é o ângulo do rotor do gerador i em rad , ω_i é a velocidade do rotor do gerador i em rad/s e ω_s é a velocidade angular síncrona em rad/s . $P_{a_i}(t)$ e H_i são, respectivamente, a potência acelerante da máquina em pu e o coeficiente de inércia do gerador i em MWs/MVA .

As equações *swing* possibilitam uma avaliação rápida do comportamento da potência acelerante, que pode ser expressa como $P_{a_i}(t) = P_{m_i} - P_{e_i}$, sendo P_{m_i} a potência mecânica de entrada e P_{e_i} a potência elétrica de saída. Essa avaliação pode ser observada em duas formas: i) para $P_{m_i} > P_{e_i}(t)$, o gerador acelera e ii) para $P_{m_i} < P_{e_i}(t)$, o gerador desacelera;

As equações de *swing* (2.1) e (2.2) que descrevem o modelo clássico de uma máquina síncrona afim de determinar o seu comportamento eletromecânico em regime transitório, mas não são exatas, pois consideram a velocidade do rotor constante ($\omega = \text{constante}$), e para compensar essa inexatidão é introduzido na equação (2.2) um termo de amortecimento proporcional às variações da velocidade angular ($D(\omega - 1)$). Portanto, as duas equações mecânicas diferenciais de primeira ordem e generalizadas para qualquer máquina i conectada ao sistema. As equações de *swing* relacionam o balanço de potência da máquina com a variação da velocidade angular do rotor e são descritas da seguinte forma:

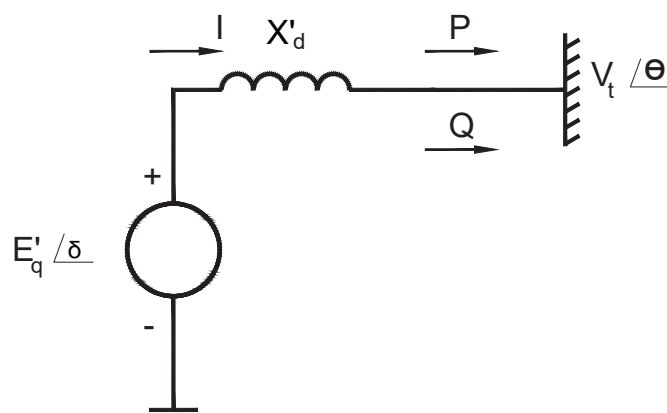
$$\dot{\delta}_i(t) = \omega_s \omega_i(t) - \omega_s, \quad (2.3)$$

$$\dot{\omega}_i(t) = \frac{1}{2H_i} [P_{m_i} - P_{e_i}(t) - (D_i(\omega_i(t) - 1))], \quad (2.4)$$

onde D_i é o coeficiente de amortecimento do gerador i em pu.

Ao se considerar a máquina síncrona modelada pelas equações de *swing*, é possível representar a máquina por um circuito elétrico constituído por uma fonte de tensão interna E'_q conectada em série com uma reatância X'_d conforme a Figura 2.2. Esse modelo consiste em um dos primeiros modelos desenvolvidos para a realização de estudos de estabilidade transitória (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994; BRETAS; ALBERTO, 2000).

FIGURA 2.2: REPRESENTAÇÃO SIMPLIFICADA DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA.



FONTE: Bretas e Alberto (2000).

Para determinar a potência elétrica que aparece nas equações de *swing* da máquina é necessário o cálculo da matriz de admitância reduzida Y_{red} que transforma a rede de distribuição original em uma rede reduzida (mas, equivalente), cujos nós são os correspondentes aos nós internos dos geradores. Isso permite que a potência ativa gerada seja escrita como :

$$P_{e_i} = \sum_{j=1}^g E'_{qi} E'_{qj} (B_{ij} \text{sen}(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \text{cos}(\delta_i - \delta_j)), \quad (2.5)$$

onde,

G_{ij} e B_{ij} : são os elementos ij das matrizes de condutância e susceptância, respectivamente, da matriz de admitância reduzida Y_{red} ;

g : número de unidades de GD alocadas no sistema;

δ_i : ângulo do rotor do gerador i ;

δ_j : ângulo do rotor do gerador j .

O estudo de estabilidade transitória do sistema multimáquinas também consiste em identificar os valores da tensão interna de cada gerador (em módulo) e ângulos das barras internas, respectivamente E'_{qi} e δ_i das máquinas síncronas, ou seja, determinar as condições iniciais (no regime permanente do sistema) através do cálculo do módulo das tensões internas e do ângulo do rotor de máquinas, representadas por:

$$E'_{qi}(e_i \text{sen}(\delta_i^0) - f_i \text{cos}(\delta_i^0)) - x'_d P_{Gi} = 0, \quad (2.6)$$

$$(e_i^2 + f_i^2) - E'_{qi}(e_i \text{cos}(\delta_i^0) + f_i \text{sen}(\delta_i^0)) + x'_d Q_{Gi} = 0, \quad (2.7)$$

onde:

$e_i + f_i$: tensão terminal complexa E_i^0 na forma retangular do gerador i .

x'_d : reatância transitória do respectivo gerador i .

δ_i^0 : valor inicial do ângulo do rotor do respectivo gerador i .

2.3 RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

As restrições de estabilidade transitória estabelecem uma medida de segurança e estabilidade do sistema. Quando satisfeitas, as restrições asseguram que o sistema é transitoriamente seguro para o despacho de energia fornecida. A estabilidade transitória pode ser avaliada por diferentes medidas, conforme Abhyankar *et al.* (2017), destacam-se:

- Uma das mais comuns, utilizada na literatura, é o desvio do ângulo do rotor da máquina em relação ao centro de referência de inércia como as equações (2.8) e (2.9).

$$\delta^{CI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^g M_i \delta_i, \quad (2.8)$$

onde que,

M_i : momento de inércia da máquina i ;

M_T : momento de inércia total das máquinas do sistema;

δ_i : ângulo rotórico da máquina i .

Sendo assim, os ângulos de rotor das máquinas passam a ser referidos a δ^{CI} por

$$\Delta\delta_i^{CI} = \delta_i - \delta_i^{CI}, \quad (2.9)$$

- Uma outra medida é adotar como referência o barramento infinito, trata-se de realizar análise das diferenças dos ângulos rotóricos de cada gerador com o barramento infinito;
- A PEBS - Superfície de Fronteira de Energia Potencial, é baseado em encontrar uma aproximação do local da fronteira de estabilidade na condição em falta (ainda não eliminada), que depende da potência acelerante do gerador com o ângulo de máquina correspondente δ_i e δ_{pee} é o seu ângulo de máquina no ponto de equilíbrio estável;

$$P_i = \sum_i^g P_{a_i}(\delta_i - \delta_{pee}) \quad (2.10)$$

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou uma breve revisão sobre os conceitos de estabilidade transitória, sendo ela a modelagem matemática de redes elétricas com a presença de geradores síncronos. Na sequência será discutida a modelagem da ferramenta FPO de sistemas elétricos de potência envolvendo a estabilidade transitória que contêm as equações *swings* (2.3) e (2.4), as condições iniciais do ângulo do rotor e tensões internas das máquinas, e a restrições de estabilidade transitória (2.8) e (2.9).

CAPÍTULO 3

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é uma das principais ferramentas para estudos envolvendo operação ótima dos sistemas elétricos, sendo formulado com o intuito de minimizar (ou maximizar) uma função objetivo pré-estabelecida e sujeita a um conjunto de limites físicos e operacionais estáticos. As variáveis de interesse para controle podem ser determinadas, tais como, geração de potências ativa e reativa, controle da tensão, ângulos defasadores, controle do tap de transformador, entre outros (CASTRONUOVO, 2001; CAPITANESCU, 2016).

Segundo Castronuovo (2001) e Fernandes (2004) uma referência clássica para a formulação e solução do problema de FPO, foi elaborada por Carpentier em 1962, que apresentou uma formulação geral do despacho econômico, minimizando o custo de produção de energia, considerando as equações de balanço de potência ativa e reativa como restrições de igualdade e as limitações físicas dos equipamentos como restrições de desigualdade.

Esta formulação foi um ponto de partida para os trabalhos posteriores, implementando o FPO como um problema que envolve três elementos básicos: as variáveis, as restrições e a função objetivo.

Existem várias técnicas propostas para solucionar o problema de FPO. O presente trabalho utiliza a técnica primal-dual do Método dos Pontos Interiores (MPI) e a utilização de um método auxiliar para inserir as equações de *swing*, que é o método trapezoidal implícito, tornando as equações diferenciais em um conjunto de equações algébricas.

Basicamente o FPO via MPI reformula um problema de otimização sujeita a res-

trições de desigualdade em equações de igualdade por meio do acréscimo das variáveis de folga, sendo elas não negativas. As variáveis de folga são acrescentadas também na função objetivo incluindo uma barreira logarítmica, com o objetivo de penalizar as soluções que se encontram próximas aos limites das desigualdades. Então, a função Lagrangiana é montada para o problema modificado, acrescentando as condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) e empregando o Método de Newton até atingir a convergência desejada (KARMARKAR, 1984; GONZAGA, 1992; CASTRONUOVO, 2001; CAPITANESCU, 2016; FUCHS *et al.*, 2017).

A principal característica do MPI primal-dual, versão não linear, é a sua capacidade de percorrer uma trajetória dentro de uma região factível até sua convergência. Devido ao seu bom desempenho para problemas de otimização, o MPI atualmente é aplicado com sucesso, por exemplo, para minimizar/maximizar o despacho econômico, perdas de linhas distribuição ou transmissão, assim como, para resolução de problemas de expansão do sistema de transmissão e envolvendo a coordenação ótima de geração hidrotérmica e compensação de reativos (JIANG; HUANG, 2010; XU *et al.*, 2012; FUCHS *et al.*, 2017; LEDESMA *et al.*, 2017).

Um maior detalhamento da aplicação do método pontos interiores versão primal-dual pode ser consultado nos trabalhos Castronuovo (2001), Fernandes (2004) e Fuchs (2015). Nas próximas seções será apresentada a formulação matemática do FPO-RETA contendo suas variáveis e seus equacionamentos, conforme apresentado em Fuchs (2015).

3.1 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

A formulação convencional do FPO consiste em um problema de otimização que minimiza o índice de desempenho, representado por uma função objetivo respeitando um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade, que representam o comportamento e as

limitações físicas do sistema e que são denominadas restrições. Em termos matemáticos, este problema é representado como:

$$\min \text{ ou } \max f(u), \quad (3.1)$$

$$\text{s.a.} \quad g(u) = 0, \quad (3.2)$$

$$u^- \leq u \leq u^+, \quad (3.3)$$

$$h^- \leq h(u) \leq h^+, \quad (3.4)$$

onde,

u : variáveis de controle associadas ao problema de otimização;

$f(u)$: função objetivo;

$g(u)$: restrições de igualdade, descritas por equações de balanço de potência ativa e reativa;

$h(u)$: restrições de desigualdade, proveniente dos limites técnicos e de segurança.

Segundo Capitanescu (2016) e Abhyankar *et al.* (2017) o FPO-RETA é um problema de otimização ou controle dinâmico que estende o problema do FPO por incluir equações de dinâmica do sistema e restrições de estabilidade transitória. O artigo de Abhyankar *et al.* (2017) apresenta uma forma compacta do FPO-RETA, que pode ser descrita pelo seguinte conjunto de equações:

$$\min \text{ ou } \max f(u) \quad (3.5)$$

$$\text{s.a.} \quad g(u) = 0 \quad (3.6)$$

$$h^- \leq h(u) \leq h^+, \quad (3.7)$$

$$u^- \leq u \leq u^+, \quad (3.8)$$

$$\dot{x} = y(x, t, u), \quad (3.9)$$

$$h(x(t)) \leq 0 \quad \forall(t). \quad (3.10)$$

onde,

u : variáveis de controle associadas ao problema de otimização;

\dot{x} : vetor com as variáveis de estado do modelo em espaço de estados (3.9), que descreve o comportamento dinâmico do sistema;

$f(u)$: função objetivo;

$g(u)$: restrições de igualdade, descritas por equações de balanço de potência ativa e reativa;

$h(u)$: restrições de desigualdade, proveniente dos limites técnicos;

$h(x)$: restrições de desigualdade, proveniente da estabilidade transitória angular.

Nas subseções a seguir, serão descritas as formulações (3.5) - (3.10) do FPO-RETA, mostram em detalhes a função objetivo, tal como, as restrições de igualdade e desigualdade referentes à operação em regime permanente e regime transitório.

3.1.1 Função Objetivo

A função objetivo (3.5), dependendo do caso do estudo, pode minimizar o custo de geração, perdas na linha de distribuição, ou impacto em tomada de decisão de corte de cargas e até maximizar o lucro, sendo ela a transferência de potência da geração distribuída entre outros. As variáveis de controle u são representadas por $[P_g, Q_g, V]^T$ que são variáveis da otimização herdadas do FPO e elas são respectivamente, a geração de potência ativa e reativa, e também o vetor das magnitudes de tensão dos ângulos de fase das tensões em todas as barras do sistema com exceção da barra de referência angular.

A função objetivo deste trabalho tem a finalidade de minimizar três critérios. A qual visa obter o ponto ótimo de operação, sendo vantajoso tanto para produtor independente e concessionária de energia elétrica. Tal formulação da função objetivo foi elaborada por Fuchs *et al.* (2017) e os 3 critérios são:

- Critério 1: Minimizar perdas dissipadas na linha de distribuição;
- Critério 2: Maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

- Critério 3: Minimizar a potência reativa gerada pelas GDs.

A minimização do critério 1 leva em conta a importância da inserção das GDs (geração mais próxima do consumidor final), com o intuito de diminuir as perdas ativas nos ramos do sistema de distribuição, o que torna-se vantajoso do ponto de vista da concessionária (menos perdas) e produto independente (maior despacho de energia).

O segundo critério refere-se à maximização da venda de energia elétrica do produtor independente à concessionária.

Por último, a minimização do despacho de potência reativa das GDs e tendo o intuito de operar as GDs com o fator de potência mais próximo do unitário.

Os três critérios de minimização da função objetivo foram formulados por Fuchs *et al.* (2017), e podem ser descritos pela seguinte função:

$$f(P_G, Q_G) = w_p \sum_{i=1}^{g+1} P_{Gi} + w_{maxP_G} \sum_{i=1}^g (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + w_{minQ_G} \sum_{i=1}^g Q_{Gi}, \quad (3.11)$$

onde,

P_{Gi} : potência ativa do i -ésimo gerador;

Q_{Gi} : potência reativa do i -ésimo gerador;

P_{Gimax} : capacidade máxima gerada do i -ésimo gerador;

w_p : peso atribuído à função objetivo referente à minimização de perdas ativas nos ramos do sistema;

w_{maxP_G} : peso atribuído à função objetivo referente à maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

w_{minQ_G} : peso atribuído à função objetivo referente à minimização do despacho de potência reativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

g : número de unidades de GD alocadas no sistema e o termo $g+1$ diz respeito ao número de unidades de GD alocadas e mais a barra da SE.

3.1.2 Equações de balanço de potência ativa e reativa

As restrições de igualdade (3.6) provenientes do estado operativo em regime permanente do sistema, nas equações de potência ativa e reativa líquidas nas barras, são expressas por:

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*], \quad (3.12)$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*]. \quad (3.13)$$

onde,

\vec{P}_G : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as injeções de potência ativa em cada barra da rede;

\vec{Q}_G : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as injeções de potência reativa em cada barra da rede;

\vec{P}_D : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as demandas potência ativa em cada barra da rede;

\vec{Q}_D : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as demandas potência reativa em cada barra da rede;

\vec{V} : vetor de dimensão $nb \times 1$ com os fasores das tensões nas barras da rede;

Y_{bus} : matriz de admitância de barra de dimensão $nb \times nb$.

3.1.3 Limites Técnicos Operacionais

Os limites técnicos operacionais estabelecem níveis de confiabilidade ou suportabilidade operativa do sistema de distribuição, das linhas de transmissão, equipamentos ou máquinas. Os limites que serão considerados em um determinado FPO são arbitrários e considerados na formulação do problema como desigualdades.

As inequações (3.7) e (3.8) representam as restrições de desigualdade das variáveis potências ativa e reativa dos geradores e de tensões dados por:

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \quad (3.14)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \quad (3.15)$$

$$\vec{V}_{min} \leq |\vec{V}| \leq \vec{V}_{max}, \quad (3.16)$$

onde,

\vec{P}_{Gmin} : vetor $ng \times 1$ de capacidade mínima de potência ativa dos g geradores;

\vec{P}_{Gmax} : vetor $ng \times 1$ de capacidade máxima de potência ativa dos g geradores;

\vec{Q}_{Gmin} : vetor $ng \times 1$ de capacidade mínima de potência reativa dos g geradores;

\vec{Q}_{Gmax} : vetor $ng \times 1$ de capacidade máxima de potência reativa dos g geradores;

\vec{V}_{min} : limites mínimos dos fasores de tensão das nb barras;

\vec{V}_{max} : limites máximos dos fasores de tensão das nb barras.

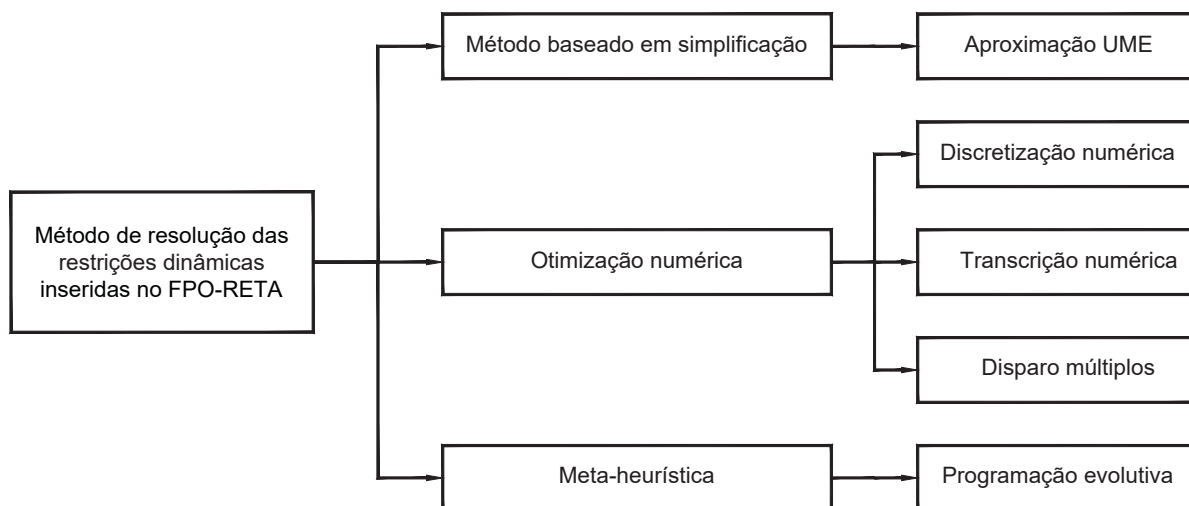
3.1.4 Equações de dinâmica do sistema

Nesta seção será apresentada a incorporação das restrições de estabilidade transitória na formulação tradicional de FPO. A avaliação da estabilidade transitória é uma análise importante para decidir ações de controle preventivo ou esquemas de ação corretiva. Torna-se matematicamente desafiador inserir no cenário do FPO as restrições de estabilidade transitória que são computacionalmente onerosas, dependendo do método e precisão do mesmo.

A análise da estabilidade transitória do sistema de energia quando sujeita a grandes perturbações, é feita a partir de um conjunto de equações diferenciais conforme apresentada em (3.9). Neste caso, as equações diferenciais descrevem a dinâmica das grandezas eletromecânicas das máquinas síncronas, enquanto que as equações da rede formam as equações algébricas. O modelo clássico de gerador síncrono descreve a dinâmica do ângulo e da velocidade do rotor da máquina que foram apresentadas em (2.3) e (2.4).

Diferentes abordagens podem ser adotadas para solucionar a equação (3.9) em um problema de otimização. A Figura 3.1 ilustra a classificação das técnicas de resolução das equações diferenciais no FPO-RETA. De acordo com Abhyankar *et al.* (2017) podem ser divididas em três classes de soluções desse problema.

FIGURA 3.1: TAXONOMIA PARA RESTRIÇÕES DINÂMICAS INCORPORADAS NO PROBLEMA DO FPO-RETA.



FONTE: Abhyankar *et al.* (2017)

O problema do FPO-RETA contendo as restrições (3.5)-(3.10) não pode ser resolvido usando uma técnica de otimização numérica não-linear devido à presença de equações diferenciais na restrição (3.9). Elas são as equações de *swing*, que são caracterizadas por envolver o balanço de potência da máquina com a variação da velocidade angular do rotor e são descritas por equações diferenciais, conforme já apresentadas no capítulo anterior, equações (2.3)-(2.4). Nas próximas subseções serão abordados os métodos descritos por Abhyankar *et al.* (2017) e Geng *et al.* (2017).

3.1.4.1 Método baseado em simplificações

O método baseado em simplificações é fundamentado na ideia da Única Máquina Equivalente (UME). Ele reduz um sistema multimáquinas (ou seja, um sistema composto com dois ou mais geradores) em uma representação equivalente de Uma Máquina conectada à Barra Infinita (UMBI), sendo necessário calcular sua margem de estabilidade a

cada etapa de tempo da simulação no domínio do tempo. A vantagem da abordagem UME, em comparação com as simulações no domínio do tempo, é que esta fornece uma medida determinística da estabilidade da trajetória pós-perturbação (GENG *et al.*, 2017). No entanto, tem como desvantagem o fato de que as informações individuais das dinâmicas de cada gerador serem perdidas.

De acordo com Geng *et al.* (2017) e Zarate-Minano *et al.* (2010) , quando o critério de estabilidade é atendido, a simulação no domínio do tempo pode ser terminada. A abordagem da UME compreende em três passos principais:

1. A cada passo da simulação as máquinas do sistema devem ser separadas em dois grupos, por meio do seguinte critério: o primeiro grupo contém as máquinas críticas (prestes a perder o sincronismo) e o segundo grupo todas as outras máquinas (máquinas não-críticas).
2. Em seguida, é utilizada a análise da máxima diferença entre dois ângulos do rotor adjacentes que indicam exatamente o limite entre os dois grupos de máquinas. Classificam-se os geradores cujo ângulos sejam maiores que o ângulo crítico.
3. Por fim, os dois grupos são substituídos por um sistema equivalente de uma máquina conectada à barra infinita (UMBI), de maneira que a estabilidade transitória seja calculada através do critério das áreas iguais.

Em comparação com abordagens baseadas em otimização numérica, a abordagem UME fornece uma medida direta da instabilidade do sistema (margem instável). Assim, a margem de instabilidade pode ser implicitamente incorporada como uma restrição de estabilidade transitória. No entanto, o método UME pode enfrentar problemas de convergência devido à identificação de diferentes equivalentes do UMBI durante as iterações do FPO-RETA (GENG *et al.*, 2017).

3.1.4.2 Métodos de otimização numérica

Os métodos de otimização numérica baseiam-se em aplicar uma técnica nas equações diferenciais para que se tornem equações algébricas. Abhyankar *et al.* (2017) abordou três principais métodos de resolução, como a discretização numérica ou também conhecida como otimização discreta, transcrição numérica e o disparo múltiplo.

De acordo com a classificação de Abhyankar *et al.* (2017), o primeiro método de otimização numérica, o qual será utilizado neste trabalho, é a discretização numérica (ou discretização simultânea ou otimização discreta). Sendo ele aplicado neste contexto ao converter equações diferenciais em equações algébricas. Estas equações, normalmente são equações algébricas não-lineares que serão incorporadas como restrições de igualdade na formulação FPO-RETA. Um exemplo dessa utilização é o método trapezoidal implícito, uma escolha comum para a discretização numérica, que pode ser visto em (GAN; THOMAS; ZIMMERMAN, 2000; JIANG; HUANG, 2010; ZARATE-MINANO *et al.*, 2010; HOU; VITTAL, 2013; FUCHS *et al.*, 2017; ABHYANKAR *et al.*, 2017). As equações de *swing* do gerador (equações (2.3)-(2.4) apresentadas no capítulo anterior) resultantes do processo de discretização pela aplicação do método trapezoidal implícito são dadas por:

$$(\delta_i^{t+1} - \delta_i^t) - \frac{\Delta t \omega_s}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t - 2) = 0, \quad (3.17)$$

$$\omega_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) + \omega_i^t \left(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t D_i}{2M_i} (2P_{Gi} - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^t) = 0, \quad (3.18)$$

onde,

t : passo de tempo;

Δt : tamanho do intervalo (ou passo) de integração;

M_i : coeficiente de inércia do gerador i ;

P_{ei} : potência ativa gerada pelo gerador i ;

δ_i^t : ângulo do rotor do gerador i ;

ω_i^t : velocidade do rotor do gerador i ;

ω_s : velocidade angular síncrona.

Ao utilizar o método trapezoidal implícito, tem-se que a potência elétrica P_{ei}^t do gerador i no passo de tempo t também é discretizada e pode ser escrita como:

$$P_{ei}^t = E_{qi}' \sum_{j=1}^n E_{qj}' (B_{ij}^t \text{sen}(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \text{cos}(\delta_i^t - \delta_j^t)), \quad (3.19)$$

É importante notar que a potência elétrica depende da topologia da rede no instante de tempo estudado. Sendo assim, na equação (3.19) os valores de B_{ij} e G_{ij} são diferentes em cada período de tempo da análise da estabilidade transitória, ou seja, os períodos pré-falta, em falta e pós-falta.

A abordagem de discretização numérica é vantajosa por tratar de sistemas com diferentes restrições e é capaz de capturar com mais detalhes as dinâmicas do sistema. Mas geralmente a precisão desejada leva em conta ponderar o tamanho do intervalo de integração (Δt), porque quanto menor o (Δt) mais preciso será o resultado em contra partida maior tempo computacional será exigido.

O segundo método da otimização numérica conforme a Figura 3.1 é a transcrição numérica, que pode ser expressa como um processo iterativo, sendo o objetivo encontrar um valor adequado da variável de decisão p . Esse processo pode ser representado por dois passos:

1. O primeiro passo do método de transcrição numérica é um processo que envolve a aproximação da função de sensibilidade por uma função de base, através das variáveis de decisão p a serem escolhidas de forma a ser otimizada. No entanto, a função base requer o cálculo do gradiente em relação às variáveis de otimização p .
2. O segundo passo é o processo de iteração para encontrar valores que satisfaçam as variáveis de decisão p e também as variáveis de espaço de estado. A cada interação um novo p é obtido, e então o método é chamado novamente para calcular as variáveis de estado atualizadas. Esse laço se itera até que os critérios de otimalidade e viabilidade sejam satisfeitos.

A principal vantagem da abordagem de transcrição numérica é que o sistema com equações algébrica-diferenciais pode ser resolvido separadamente.

O terceiro método é o disparo múltiplo ou também chamado de disparo múltiplo direto. Esse método é uma hibridização de discretização numérica e transcrição de restrição. Essa combinação tem benefícios de seus dois predecessores e evita suas desvantagens. O método consiste no paralelismo computacional entre os vários intervalos de disparo explorado. Uma estrutura de implementação baseada em módulos foi projetada para aproveitar o acoplamento flexível entre simulação e otimização no domínio do tempo.

3.1.4.3 Meta-heurística

As meta-heurísticas estão inclusas nos métodos de otimização estocástica, que são algoritmos de otimização evolucionária e tornaram-se muito populares nas duas últimas décadas. Adaptação e auto-organização são duas características principais que tornam um algoritmo computacionalmente inteligente. Adaptação é a capacidade de um algoritmo de alterar ou evoluir seus parâmetros para melhor atender seus objetivos, enquanto a auto-organização é uma tentativa do sistema de se organizar em diferentes estruturas complexas (GENG *et al.*, 2017).

Ao contrário das técnicas baseadas em gradiente, em que um único ponto é atualizado (geralmente usando informações de gradiente) de uma iteração para outra, esses algoritmos não exigem nenhuma informação de gradiente e geralmente usam um conjunto de pontos para encontrar o ótimo. Esses métodos são tipicamente inspirados em alguns fenômenos da natureza e têm a vantagem de serem extremamente robustos, tendo uma chance maior de encontrar um ótimo global ou próximo do global e serem fáceis de implementar. Cita-se como exemplo três dos algoritmos evolutivos populares, como a otimização de enxame de partículas, evolução diferencial e redes neurais artificiais amplamente utilizados em problemas contendo as restrições dinâmicas (GENG *et al.*, 2017).

3.1.5 Equações das Condições Iniciais do Ângulo do Rotor e Tensões Internas das Máquinas

O equacionamento da estabilidade transitória leva em conta as condições iniciais do ângulo do rotor e da tensão interna do i -ésimo gerador acoplado ao sistema. Tais grandezas são obtidas a partir das condições do sistema em regime permanente, conforme o capítulo 2. No trabalho de Fuchs (2015), houve uma simplificação das equações (2.6) e (2.7) para uma equação a ser inserida no FPO-RETA como restrição de igualdade. O procedimento foi isolar a tensão interna do i -ésimo gerador (E'_{qi}) na (2.6) e substituir na (2.7) e a simplificação resultante é dada por:

$$(e_i^2 + f_i^2) - \frac{x'_d P_{Gi}(e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0))}{e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0)} + x'_d Q_{Gi} = 0, \quad (3.20)$$

3.1.6 Restrições de Estabilidade Transitória Angular

A restrição de desigualdade (3.10) corresponde à uma medida da segurança, de certa forma serve para garantir a estabilidade do sistema, quando respeitada, as restrições garantem que o sistema seja transitoriamente seguro para o despacho de geração. Para auxílio dessa análise da estabilidade transitória angular, neste trabalho foi utilizado o critério que adota como referência o barramento infinito, sendo o mesmo a referência do ângulo rotórico para os demais geradores conectados ao sistema.

Por fim, a inserção do comportamento transitório dos geradores acarreta na adição de um limite técnico operativo referente à variável δ_i . Esse limite é inserido no equacionamento do FPO-RETA como uma restrição de desigualdade:

$$\delta_{min} \leq \delta_i \leq \delta_{max}, \quad (3.21)$$

onde δ_i : ângulo do rotor do gerador i e $\delta_{i \ max}$, $\delta_{i \ min}$ são os ângulos máximo e mínimo do rotor do gerador i .

3.2 FORMULAÇÃO BÁSICA DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Para uma melhor percepção do problema de otimização apresentado até esse capítulo o problema do FPO-RETA é composto pelo conjunto de equações (3.22) é dado por:

$$\text{Minimizar } f(P_G, Q_G) = w_p \sum_{i=1}^{g+1} P_{Gi} + w_{maxP_G} \sum_{i=1}^g (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + w_{minQ_G} \sum_{i=1}^g Q_{Gi},$$

Sujeito a

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus} \vec{V})^*],$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus} \vec{V})^*],$$

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax},$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax},$$

$$\vec{V}_{min} \leq |\vec{V}| \leq \vec{V}_{max},, \quad (3.22)$$

$$(\delta_i^{t+1} - \delta_i^t) - \frac{\Delta t \omega_s}{2} (\omega_i^{t+1} + \delta_i^t - 2) = 0,$$

$$\omega_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) + \omega_i^t \left(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t D_i}{2M_i} (2P_{Gi} - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^t) = 0,$$

$$(e_i^2 + f_i^2) - \frac{x'_d P_{Gi} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \text{sen}(\delta_i^0))}{e_i \text{sen}(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0)} + x'_d Q_{Gi} = 0,$$

$$\delta_{min} \leq \delta_i \leq \delta_{max},$$

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou que o FPO tem sido usado na operação de sistemas de energia para confiabilidade, segurança e eficiência econômica. E estendendo o conhe-

cimento para uma melhor análise dos fenômenos transitórios do sistema no controle da operação. O FPO-RETA inclui as restrições de estabilidade transitória no problema do FPO. O método utilizado para resolução do FPO-RETA foi MPI versão primal-dual e contornando o problema da inserção das equações de *swing* foi utilizado o método discretização trapezoidal implícito, tornando as equações diferenciais em um conjunto de equações algébricas. Com essa modelagem matemática do FPO-RETA abordado, a complexidade do problema referente à dimensionalidade contém os três períodos de análise (pré-falta em falta e pós-falta).

Nesse sentido uma alternativa mais recente para o estudo da estabilidade de grandes perturbações, é a abordagem de junção a outro método, que se chama análise de sensibilidade de trajetória, que será apresentado no capítulo seguinte.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIA

Este capítulo apresenta conceitos da Análise de Sensibilidade de Trajetória (AST). Trata-se de uma ferramenta matemática que tem sido aplicada em inúmeros problemas envolvendo otimização, análise de estabilidade e controle em sistemas elétricos de potência. Em seguida, será apresentado o desenvolvimento matemático da AST e, por fim, o capítulo se encerra com a apresentação e discussão de um exemplo de aplicação da AST em um sistema elétrico simplificado composto por um gerador conectado a um barramento infinito.

4.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE A AST

A primeira aplicação da AST em sistemas elétricos de potência foi em 1965, em conjunto com funções de Lyapunov para estudos de estabilidade (KOKOTOVIC; RUTMAN, 1965). Não sendo menos importante agora, a teoria da sensibilidade em sistemas dinâmicos pode ser encontrada com detalhes no livro de Eslami (2013).

De acordo com Laufenberg e Pai (1998) a sensibilidade da trajetória foi aplicada em larga escala com o método direto, tendo um papel importante na análise da função de energia para avaliação de segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência.

A análise do comportamento dinâmico do sistema de potência é baseada em modelos matemáticos, implicando na confiança de que os valores dos parâmetros de tais modelos (que envolvem desde parâmetros da rede elétrica, tais como cargas, resistências e indutâncias das linhas, como também, parâmetros dos modelos dinâmicos dos geradores, como a constante de inércia, reatâncias e constantes de tempo internas, dentre outras) sejam precisos, pois, caso não sejam, conclusões ou tomadas de decisão incorretas podem

ser tomadas (LAUFENBERG; PAI, 1998; HISKENS; PAI, 2002; NGUYEN; PAI, 2003).

A AST é baseada na linearização do modelo matemático do sistema em torno de uma trajetória (ou solução), em vez de um ponto de equilíbrio. Dessa forma, ela oferece uma abordagem para explorar como certos parâmetros do modelo influenciam (ou impactam) na trajetória de grandezas (ou variáveis) de interesse ao longo do tempo, como ângulos e velocidades angulares dos geradores. Portanto, é possível determinar diretamente a mudança na trajetória devido à uma (pequena) mudança nos parâmetros. As ideias se estendem naturalmente por meio de descontinuidades, desde que algumas condições técnicas sejam satisfeitas (LAUFENBERG; PAI, 1998; HISKENS; PAI, 2002). De acordo com Hiskens e Pai (2002) a AST é utilizada em cinco aplicações principais em sistemas elétricos de potência:

A. Influências paramétricas no comportamento dinâmico do sistema: a AST

pode ser utilizada para explorar os fatores que influenciam no comportamento dinâmico do sistema frente à incidência de perturbações. Tais fatores podem ser dados por variações em parâmetros do modelo em relação a um caso nominal (ou base) como, por exemplo, mudanças dos elementos da matriz de admitância da rede devido à incidência de contingências (curto-circuitos trifásicos, saída de operação de linhas, dentre outras), ou ainda, variações de carga. De modo geral a AST conceitua a importância relativa de certos parâmetros no comportamento dinâmico do sistema, como nas trajetórias de ângulo e velocidade angular dos geradores, dentre outras grandezas de interesse. Os artigos (HISKENS; AKKE, 1999; NGUYEN; PAI, 2003; HOU; VITTAL, 2013; WEN; FANG; SHIQIANG, 2009; TANG; SUN, 2017) são exemplos de aplicações de AST nesta categoria.

B. Incerteza dos parâmetros: a avaliação de segurança dinâmica depende das simulações derivadas dos modelos que podem conter incertezas associadas aos parâmetros.

Através da AST, investiga-se o comportamento em uma faixa de valores desses parâmetros como, por exemplo, das cargas do sistema. As estatísticas que quantificam a incerteza do parâmetro no comportamento do sistema podem ser obtidas

a partir da simulação de Monte-Carlo. A coleção de trajetórias fornece um limite dentro do qual o sistema dinâmico deve estar, ou ainda, pode ser possível afirmar a probabilidade de que uma perturbação provoque a atuação do sistema de proteção ou que a tensão diminua abaixo de um limite predeterminado. O artigo (HISKENS; PAI; NGUYEN, 2000) é exemplo de aplicação de AST nesta categoria.

C. Estimativa de parâmetros: A AST pode ser aplicada na reconstrução de eventos para obter uma melhor compreensão do comportamento do sistema através de modelos matemáticos. As medições obtidas após uma perturbação são comparadas ao comportamento previsto por um modelo matemático, que depende de parâmetros bem condicionados, e torna-se um desafio atingir a melhor correspondência entre o modelo e as medições. A estimativa de parâmetros requer uma abordagem sistemática para identificar parâmetros bem condicionados que possam ser estimados de maneira confiável a partir das medições disponíveis, e assim obter uma melhor estimativa. O método para identificar os parâmetros bem condicionados é baseado no uso de sensibilidade de trajetória e da minimização da função de erro, composta da diferença de mínimos quadrados da medição amostrada e o parâmetro do modelo estimado. Os artigos (BENCHLUCH; CHOW, 1993; HISKENS; PAI, 2002; CARI; ALBERTO; BRETAS, 2012) são exemplos de aplicações de AST nesta categoria.

D. Problemas inversos: são problemas que possuem uma estrutura utilizada para converter os dados inferidos em informações de fenômenos de interesse sobre o sistema. A ideia do processo de inversão é, então, inferir os parâmetros do modelo que descrevem o meio físico, cuja solução do problema direto propicie valores calculados o mais semelhante possível dos dados observados. Em um sistema elétrico as aplicações podem ser divididas nas seguintes três subcategorias apresentando uma visão geral das possibilidades desses problemas:

D.1. Problemas de valor de contorno: são aplicadas como exemplo as oscilações com pequeno amortecimento nos sistemas de energia, desde a geração até a distribuição (ZHOU; AJJARAPU, 2005).

- D.2. Bifurcações de colisão de borda:** podem ser aplicadas para identificar os valores críticos de parâmetros, e usadas na avaliação de segurança para determinar a probabilidade de contingências que iniciam a operação de proteção indesejável. Essa análise é particularmente aplicável em circuitos de eletrônica de potência, como exemplo de aplicação de AST há nos artigos de (GHADIRI; ROSTAMI; PARVIZI, 2008).
- D.3. Controle ótimo:** geralmente são problemas de otimização e surgem frequentemente na análise da dinâmica do sistema de potência e na síntese de controladores, tais como os reguladores automáticos de tensão e Estabilizadores de Sistemas de Potência (ESPs). Ainda, a AST pode ser utilizada para determinar o local ideal de instalação de tais controladores. Os artigos de (CAPITANESCU; CUTSEM; WEHENKEL, 2009; NIKOLAIDIS; VOURNAS, 2008) são exemplos de aplicação de AST.
- E. Avaliação da estabilidade:** a análise da margem de estabilidade trata-se da menor "distância" entre a trajetória do sistema em operação atual e o ponto de máxima transferência de potência frente a uma perturbação. Uma pequena margem (para essa perturbação), implica que o sistema se encontre próximo da instabilidade iminente. Sendo assim, o rápido crescimento das sensibilidades de trajetória pode estar associado a um problema de estabilidade subjacente. As sensibilidades podem, portanto, ser usadas como um indicador de instabilidade iminente, e isso forma a base para um processo de filtragem que pode rapidamente separar as contingências críticas daquelas pouco significativas. Dentro desse contexto de aplicação, a AST também pode ser usada para prever valores críticos de parâmetros, ou seja, valores que (teoricamente) direcionam a trajetória do sistema para o limite de estabilidade (NGUYEN; PAI, 2003).

A maioria das aplicações que foram constatadas na revisão bibliográfica deste trabalho fazem o uso da categoria A, mais especificamente, investigando o comportamento da sensibilidade da trajetória do ângulo do rotor em relação a variação da potência ativa

entregue pelo gerador ao sistema (FANG; SUN; XUE, 2010; XIA; KANG, 2011; HOU; VITTAL, 2013; PIZANO-MARTÍNEZ *et al.*, 2014; TANG; SUN, 2017).

Enquanto outros autores utilizaram a sensibilidade do ângulo do rotor em relação à variação do tempo de eliminação da falta, assim identificando o tempo máximo para eliminação da mesma para garantir que o sistema alcance um novo ponto de equilíbrio após a perturbação (LAUFENBERG; PAI, 1998; TANG; SUN, 2017).

4.2 FUNDAMENTAÇÃO MATEMÁTICA DA AST

O desenvolvimento matemático da AST apresentado nesta seção é baseado na referência Eslami (2013). Considere inicialmente uma função escalar $f(t; p(t))$ onde t e p são o tempo e um parâmetro escalar, respectivamente. Ao associar a este parâmetro um valor nominal p^0 , a função f correspondente é denotada por $f^0 = f(t; p^0)$. Assume-se que as mudanças de parâmetros não ocorrem rapidamente em relação ao tempo, o que garante a existência das derivadas em relação ao parâmetro. Esta suposição básica está no centro da análise de sensibilidade. Agora, supondo que existe uma variação no parâmetro p em relação p^0 , isso resulta em $p \rightarrow p^0 + \Delta p$. Esta análise é realizada de duas maneiras distintas, dependendo da magnitude de Δp . Se $|\Delta p|$ é grande, então precisamos lidar diretamente com o erro dado por $f(t; p^0 + \Delta p) - f(t; p^0)$.

Por outro lado, se $|\Delta p|$ é suficientemente pequeno, então podemos expandir $f(t; p^0 + \Delta p)$ em torno de seu valor nominal por uma série de Taylor (que converge). Com base nesta suposição fundamental (no $|\Delta p|$) e na existência de uma expansão da série de Taylor, podemos escrever f da seguinte forma:

$$f = f^0 + \left. \frac{\partial f}{\partial p} \right|_{p^0} \cdot \frac{(\Delta p)}{1!} + \left. \frac{\partial^2 f}{\partial p^2} \right|_{p^0} \cdot \frac{(\Delta p)^2}{2!} + \dots \text{termos de ordem mais alta.} \quad (4.1)$$

Negligenciando a partir do segundo termo da equação (4.1), temos a derivada de

primeira ordem de f em relação ao parâmetro p , a qual pode ser vista como uma medida da sensibilidade da função f em relação ao parâmetro p . De um modo geral a função pode ser simplificada na seguinte expressão:

$$f \approx f^0 + \left. \frac{\partial f}{\partial p} \right|_{p^0} \cdot \Delta p. \quad (4.2)$$

Essa formulação é conhecida na literatura como análise de sensibilidade "a pequeno sinal" sendo que $|\Delta p| \ll 1$.

Agora, considere o caso em que f e p são vetoriais, ou seja, $f(t, p) = [f_1(t, p) \ f_2(t, p) \ \cdots \ f_m(t, p)]' \in \mathfrak{R}^m$ e $p = [p_1 \ p_2 \ \cdots \ p_n]' \in \mathfrak{R}^n$. Supondo que f_k é de classe C^1 ² em relação à p_j , para todo $k = 1, 2, \dots, m$, e para todo $j = 1, 2, \dots, n$, então a matriz seguinte de dimensão $m \times n$ é chamada de matriz de sensibilidade de f em relação à p .

$$\frac{\partial f}{\partial p} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial p_1} & \frac{\partial f_1}{\partial p_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial p_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial p_1} & \frac{\partial f_2}{\partial p_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial p_n} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_m}{\partial p_1} & \frac{\partial f_m}{\partial p_2} & \cdots & \frac{\partial f_m}{\partial p_n} \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

A entrada $\frac{\partial f_k}{\partial p_j}$ é definida como sendo a função de sensibilidade de primeira ordem da k -ésima função em relação ao j -ésimo parâmetro.

O que foi discutido anteriormente em relação a sensibilidade de funções escalares e vetoriais em relação a parâmetros será contextualizado agora para a AST em sistemas elétricos de potência. Para isso, considere um sistema elétrico de potência descrito pelo seguinte modelo em espaço de estados:

$$\dot{x}(t) = F(x(t), t, p(t)), \quad (4.4)$$

²Uma função f é de classe C^1 , se todas as derivadas parciais de primeira ordem de f existirem e forem contínuas para todo t e p .

onde,

$x = [x_1, x_2, \dots, x_m]'$: vetor de variáveis de estado, que inclui os estados da máquina, tais como ângulo do rotor, velocidade, bem como estados associados aos controladores de uma máquina. Define-se $x(t, p(t))$ como sendo a trajetória ou solução do sistema (4.4), dado $p(t)$ e $t > t_0$. Caso o vetor de parâmetros seja constante (igual a p_0 , por exemplo), então a trajetória é definida por $x(t, p_0)$ ou simplesmente x_0 . O valor de p_0 pode ser visto como sendo o valor nominal ou referente ao caso base analisado;

$p = [p_1, p_2, \dots, p_n]'$: vetor dos parâmetros sujeitos à mudanças, por exemplo, carga, potência gerada, impedância equivalente da linha devido à um curto-circuito, dentre outros. Tais variações de parâmetros impactam nos elementos da matriz de admitâncias reduzida Y_{red} discutida no capítulo 2.

As referências Laufenberg e Pai (1998), Hiskens e Pai (2002), Wen, Fang e Shiqiang (2009), Hou e Vittal (2013), Abhyankar *et al.* (2017), Tang e Sun (2017) mostram que a sensibilidade da trajetória x em relação à p (ou seja, $\frac{\partial x}{\partial p}$) é dada pela solução do seguinte sistema dinâmico linear:

$$\frac{d}{dt} \frac{\partial x}{\partial p} = \frac{\partial F}{\partial x} \frac{\partial x}{\partial p} + \frac{\partial F}{\partial p}, \quad \frac{\partial x}{\partial p} \Big|_{t=t_0} = \dot{x}_{p_0} \quad (4.5)$$

Por simplificação de notação, define-se a sensibilidade de trajetória de x em relação p por $S = [\frac{\partial x}{\partial p}]$. Ainda, é possível escrever (4.5) na forma compacta:

$$\dot{S}(t) = A(t, p_0)S(t) + B(t, p_0), \quad S(t_0) = S_0 \quad (4.6)$$

onde, A e B são matrizes de dimensões apropriadas que dependem de p_0 , que é o valor nominal do parâmetro p . Estas matrizes são calculadas por:

$$A(t, p_0) = \frac{\partial F(x(t), t, p(t))}{\partial x} \Big|_{x=x(t, p_0)} \quad (4.7)$$

$$B(t, p_0) = \frac{\partial F(x(t), t, p(t))}{\partial p} \Big|_{x=x(t, p_0)} \quad (4.8)$$

O sistema (4.4), juntamente com (4.6) formam um conjunto de equações diferenciais cuja solução produz a matriz de sensibilidade de trajetória S :

$$S = \frac{\partial x}{\partial p} = \begin{bmatrix} \frac{\partial x_1}{\partial p_1} & \frac{\partial x_1}{\partial p_2} & \dots & \frac{\partial x_1}{\partial p_n} \\ \frac{\partial x_2}{\partial p_1} & \frac{\partial x_2}{\partial p_2} & \dots & \frac{\partial x_2}{\partial p_n} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial x_m}{\partial p_1} & \frac{\partial x_m}{\partial p_2} & \dots & \frac{\partial x_m}{\partial p_n} \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

onde, $\frac{\partial x_k}{\partial p_j}$ é a sensibilidade da k -ésima trajetória em relação ao j -ésimo parâmetro.

Quando a matriz de sensibilidade S é encontrada, é possível obter uma expressão aproximada para a trajetória de (4.4), quando a mesma é perturbada por uma variação no parâmetro p em relação a um valor base (ou nominal) p_0 . Seguindo as mesmas ideias que foram aplicadas o desenvolvimento de (4.2), obtém-se:

$$x(t, p_0 + \Delta p) = x(t, p_0) + S(t)\Delta p, \quad (4.10)$$

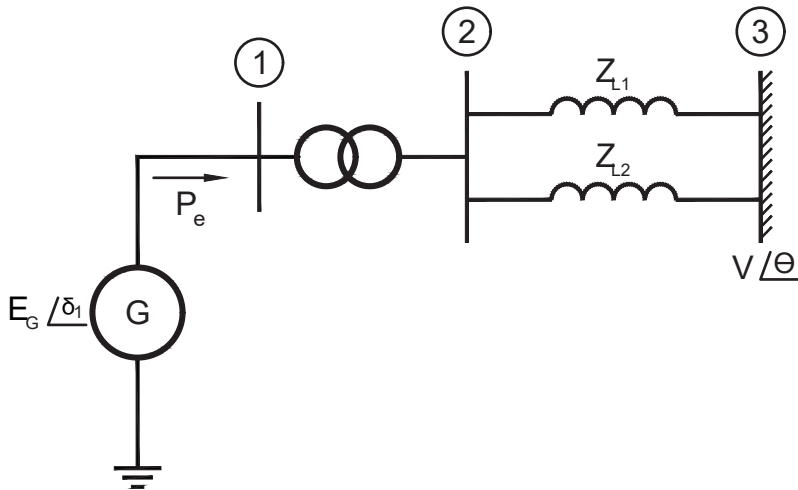
sendo $x(t, p_0)$ a trajetória original do sistema (4.4), $S(t)$ a matriz de sensibilidade, a qual é obtida através da solução de (4.4) e (4.6). Assim, o termo $S(t)\Delta p$ fornece uma estimativa do impacto (ou variação) na trajetória x causada por uma variação Δp no parâmetro de interesse.

4.3 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA AST EM UM SISTEMA DE POTÊNCIA SIMPLIFICADO

Nesta seção será apresentado um modelo de sistema de potência descrito por uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito através de um transformador

e uma linha de transmissão de circuito duplo, para exemplificar uma aplicação da AST. O sistema é apresentado na Figura 4.1.

FIGURA 4.1: ESTUDO DE CASO CONTENDO UMA MÁQUINA SÍNCRONA.



FONTE: Autoria própria (2019).

A máquina síncrona, representada por G , possui a seguinte equação de *swing*.

$$\dot{\delta}_1(t) = \omega_s \omega_1(t) - \omega_s, \quad (4.11)$$

$$\dot{\omega}_1(t) = \frac{1}{2H_1} (P_{mec} - P_e - D(\omega_1(t) - 1)), \quad (4.12)$$

onde:

δ_1 : ângulo do rotor do gerador, em radianos;

H_1 : Constante de inércia da máquina;

D : Constante de amortecimento da máquina;

ω_1 : Velocidade do rotor da máquina, em radianos por segundos;

ω_s : Velocidade síncrona do sistema, em radianos por segundos;

$E_G \angle \delta_1$: Magnitude da tensão em p.u. e ângulo em radianos (barra 1);

$V \angle \theta$: Barramento infinito com tensão 1 pu e ângulo de 0 radianos (barra 2);

P_e : Potência elétrica do gerador;

Z_{L1} e Z_{L2} : Impedâncias da linha entre a barra 2 e 3;

No caso do sistema da Figura 4.1, a potência elétrica P_e é dada por:

$$P_e = E_G V Y_{eq} \text{sen}(\delta_1(t)) \quad (4.13)$$

onde,

Y_{eq} : admitância equivalente da rede.

Ao definirmos $\delta_1(t) = x_1$ e $\omega_1(t) = x_2$ e substituindo nas variáveis de estado nas equações (4.11) e (4.12) temos:

$$\dot{x}_1 = \overbrace{\omega_s x_2 - \omega_s}^{F_1}, \quad (4.14)$$

$$\dot{x}_2 = \overbrace{\frac{1}{2H_1} (P_{mec} - (E_G V Y_{eq} \text{sen}(x_1)) - D(x_2 - 1))}^{F_2} \quad (4.15)$$

Realizando as derivadas parciais em relação às variáveis de estado tem-se:

$$A = \frac{\partial F}{\partial x} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\frac{E_G V Y_{eq} \cos(x_1)}{2H_1} & -\frac{D}{2H_1} \end{bmatrix}, \quad (4.16)$$

Os parâmetros que serão estudados neste caso para a sensibilidade da trajetória incluem a potência mecânica e a máxima transferência de potência elétrica ($P_{emax} = E_G V Y_{eq}$). As derivadas parciais em relação aos parâmetros do sistema podem então ser determinadas.

$$p = [P_{mec} \quad P_{emax}]' \quad (4.17)$$

$$B = \frac{\partial F}{\partial p} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{2H_1} & -\frac{\text{sen}(x_1)}{2H_1} \end{bmatrix}, \quad (4.18)$$

A matriz de sensibilidade S é então dada por:

$$S = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} \\ S_{21} & S_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial x_1}{\partial P_{mec}} & \frac{\partial x_1}{\partial P_{emax}} \\ \frac{\partial x_2}{\partial P_{mec}} & \frac{\partial x_2}{\partial P_{emax}} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

Neste caso, o número de variáveis de estado e parâmetros de análise são respectivamente $n_i = 2$ e $n_p = 2$, então haverá um sistema de $(n_i + n_i n_p) = 6$ equações diferenciais. Aplicando a análise de sensibilidade de trajetória de acordo com a equação (4.6) obtém-se a expressão (4.20):

$$\dot{S} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\frac{E_G V Y_{eq} \cos(x_1)}{2H_1} & -\frac{D}{2H_1} \end{bmatrix} S + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{2H_1} & -\frac{\text{sen}(x_1)}{2H_1} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Para determinar os valores da condição inicial $S(t_0)$, considerando que o sistema encontra-se em regime permanente no regime pré-falta, logo temos $\dot{S}_0 = 0$ e $S(t_0)$ é dada por:

$$\dot{S}_0 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\frac{E_G V Y_{eq} \cos(x_1)}{2H_1} & -\frac{D}{2H_1} \end{bmatrix} S_0 + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{2H_1} & -\frac{\text{sen}(x_1)}{2H_1} \end{bmatrix}$$

Isolando o $S(t_0)$ iremos obter os valores da condição inicial da sensibilidade de trajetória, assim temos:

$$S_0 = - \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\frac{E_G V Y_{eq} \cos(x_1)}{2H_1} & -\frac{D}{2H_1} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{2H_1} & -\frac{\text{sen}(x_1)}{2H_1} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Desagrupando da forma matricial da equação (4.20), tem-se 2 equações a seguir:

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{11} \\ \dot{S}_{21} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\frac{E_G V Y_{eq} \cos(x_1)}{2H_1} & -\frac{D}{2H_1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{11} \\ S_{21} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{1}{2H_1} \end{bmatrix}, \quad (4.22)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{S}_{12} \\ \dot{S}_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\frac{E_G V Y_{12} \cos(x_1)}{2H_1} & -\frac{D}{2H_1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{12} \\ S_{22} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{\text{sen}(x_1)}{2H_1} \end{bmatrix}, \quad (4.23)$$

Conforme a Figura 4.1, uma máquina síncrona é conectada a um barramento infinito através de um transformador e uma linha de transmissão de circuito duplo. A reatância transitória do eixo direto da máquina é de 0,20 pu, a reatância do transformador é de 0,10 pu e a reatância de cada uma das linhas de transmissão é de 0,40 pu. A constante de inércia H é igual a 0.1 MJ / MVA e a constante de amortecimento de D é igual a 5 pu. Todas as resistências são desprezadas. Inicialmente, a máquina está fornecendo potência a rede no período pré-falta de $P_{emax}^{PF} = 2.1$ pu, com uma tensão terminal de 1,05 pu, com uma velocidade angular $\omega(0)$ é igual a 1 pu e ângulo $\delta(0)$ é igual a 0,4963 radiano. No instante $t= 0,20$ s ocorre um curto-circuito trifásico sólido no ponto central de uma das linhas de transmissão, entre as barras 2 e 3. O curto-circuito é eliminado no instante $t=0,21$ s juntamente com o desligamento da linha que aconteceu o curto-circuito. A potência máxima durante o período em falta é $P_{emax}^{EF} = 0,807$ pu. Após a eliminação do curto-circuito, a potência máxima fornecida no período pós-falta é $P_{emax}^{EF} = 1,5$ pu. Isso resulta nos três sistemas seguintes:

- Sistema pré-falta para o tempo $0 < t < 0,20$:

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= 377(x_2 - 1), & x_1(0) &= 0,4963 \\ \dot{x}_2 &= 5(1 - 2,1\text{sen}(x_1) - 5(x_2 - 1)), & x_2(0) &= 1,00 \end{aligned}$$

$$\dot{S} = \begin{bmatrix} 0 & 377 \\ -0.21\cos(x_1) & -0.5 \end{bmatrix} S + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 5 & 5\text{sen}x_1 \end{bmatrix}$$

- Sistema em falta para o tempo $0,20 < t < 0,21$:

$$\begin{aligned} \dot{x}_1 &= 377(x_2 - 1), & x_1(0,20) &= 0,4963 \\ \dot{x}_2 &= 5(1 - 0,807\text{sen}(x_1) - 5(x_2 - 1)), & x_2(0,20) &= 1,00 \end{aligned}$$

$$\dot{S} = \begin{bmatrix} 0 & 377 \\ 0.0807\cos(x_1) & -0.5 \end{bmatrix} S + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 5 & 5\text{sen}x_1 \end{bmatrix}$$

- Sistema pós-falta para o tempo $0,21 < t < 1$:

$$\dot{x}_1 = 377(x_2 - 1), \quad x_1(0,21) = 0,5492$$

$$\dot{x}_2 = 5(1 - 1,5\text{sen}(x_1) - 5(x_2 - 1)), \quad x_2(0,21) = 1,026$$

$$\dot{S} = \begin{bmatrix} 0 & 377 \\ -0.15\cos(x_1) & -0.5 \end{bmatrix} S + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 5 & 5\text{sen}x_1 \end{bmatrix}$$

Considerado todo o intervalo de tempo de um segundo, nos períodos pré-falta (PF), em falta (EF) e pós-falta (PoF), pode-se organizar as variáveis de estado (x_1 e x_2) e a sensibilidade (S) conforme (4.24) e (4.25).

$$x_1 = \begin{bmatrix} x_1^{PF} \\ x_1^{EF} \\ x_1^{PoF} \end{bmatrix}, \quad [S_{11} | S_{12}] = \begin{bmatrix} S_{11}^{PF} | S_{12}^{PF} \\ S_{11}^{EF} | S_{12}^{EF} \\ S_{11}^{PoF} | S_{12}^{PoF} \end{bmatrix}, \quad (4.24)$$

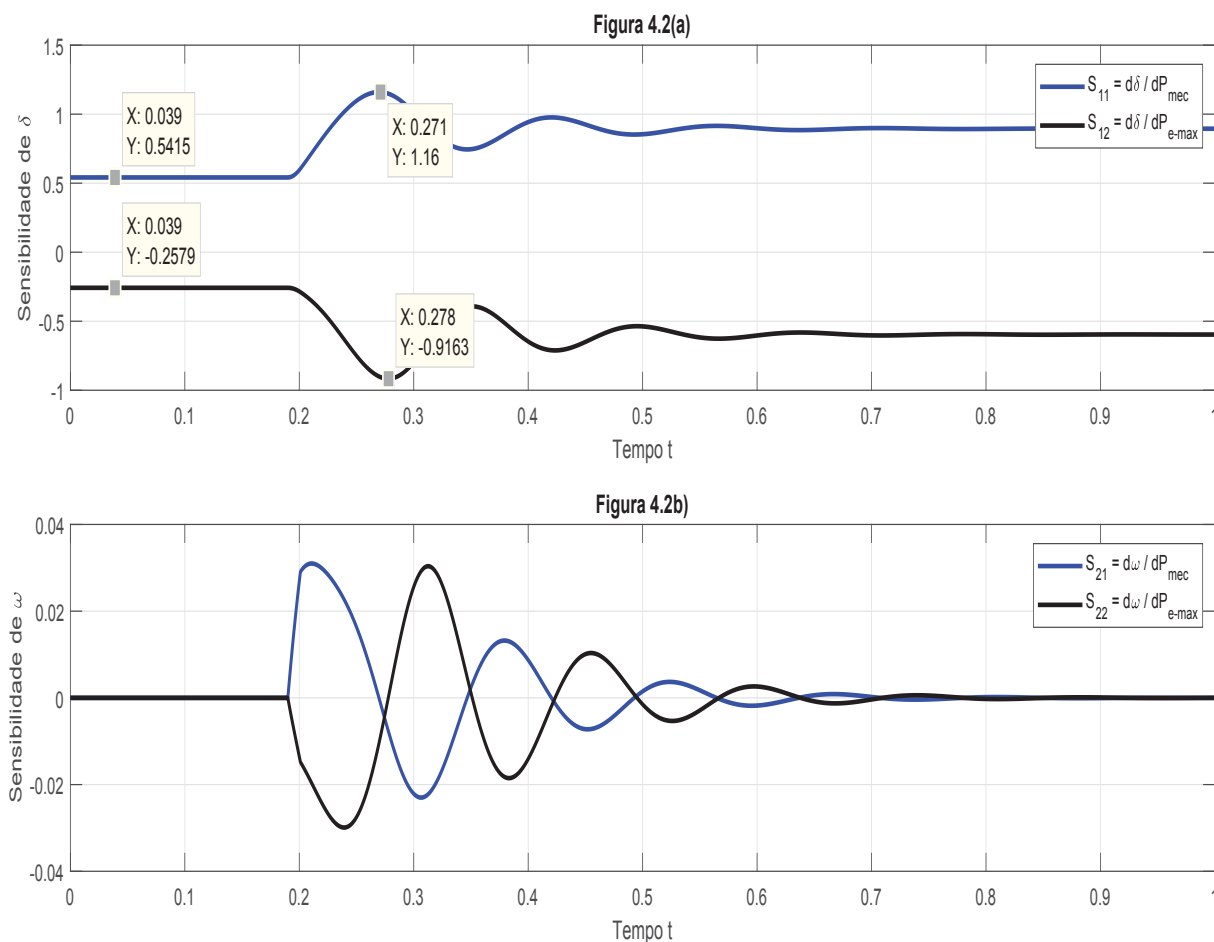
$$x_2 = \begin{bmatrix} x_2^{PF} \\ x_2^{EF} \\ x_2^{PoF} \end{bmatrix}, \quad [S_{21} | S_{22}] = \begin{bmatrix} S_{21}^{PF} | S_{22}^{PF} \\ S_{21}^{EF} | S_{22}^{EF} \\ S_{21}^{PoF} | S_{22}^{PoF} \end{bmatrix}, \quad (4.25)$$

Os valores dos elementos da matriz de sensibilidade apresentadas em (4.19) podem ser calculados através das equações (4.22) e (4.23), assim temos o comportamento de S ilustrado na Figura 4.2 apresentando os resultados dos comportamentos x_1 e x_2 (respectivamente $\delta(t)$ e $\omega(t)$) aos dois parâmetro de interesse.

Após a perturbação aplicada ao sistema, houve uma alteração na sensibilidade dos dois parâmetros de estudo analisado, devido à variação da potência elétrica a ser fornecida. As Figuras 4.2(a) e 4.2(b) apresentam a sensibilidade do ângulo do rotor e velocidade angular em relação aos parâmetros P_{mec} e P_{emax} . Nota-se que na Figura 4.2(a) a sensibilidade do ângulo do rotor em relação ao parâmetro P_{mec} e P_{emax} possui variações de amplitudes parecidas ($\Delta S_{11} = 0,5745$ e $\Delta S_{12} = 0,6584$), sendo que a maior variação

é da sensibilidade do ângulo do rotor em relação ao parâmetro P_{emax} em relação ao seu regime permanente inicial.

FIGURA 4.2: SENSIBILIDADES DAS TRAJETÓRIAS DO δ E ω EM RELAÇÃO À P_{mec} E P_{emax} .



FONTE: Autoria própria (2019).

Ao estudar a influência da sensibilidade do ângulo do rotor em relação ao parâmetro de estudo, pode-se aplicar a AST através da equação (4.9) para analisar a influência da mudança do parâmetro, neste caso P_{mec} e P_{emax} , resultando na equação (4.26).

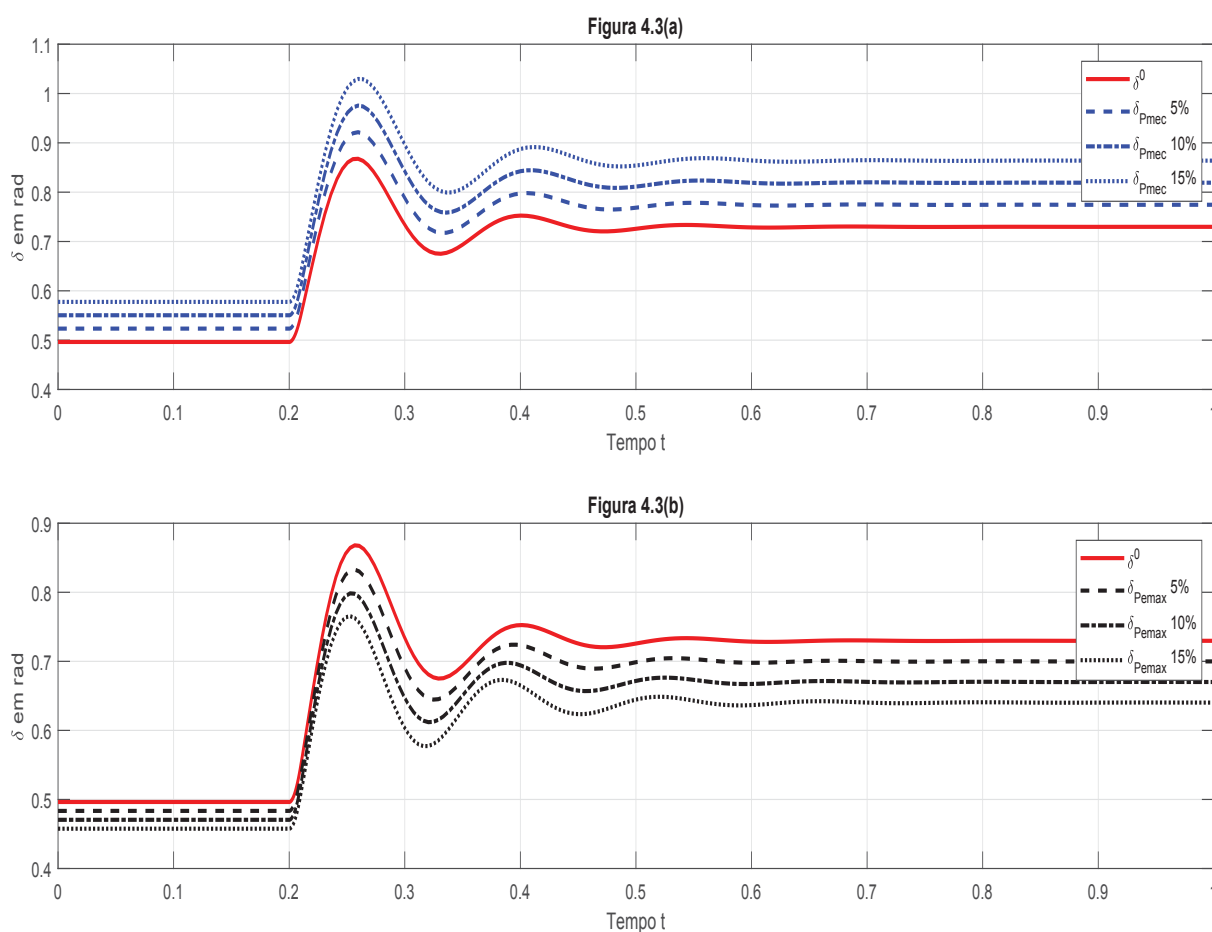
$$\delta(t) = \delta^0 + S\Delta p, \quad (4.26)$$

Ao traçar os gráficos apresentados na Figura 4.3 através da equação (4.26), observa-se a importância da variação de cada parâmetro em relação ao valor de base

que influenciam nas trajetórias do sistema.

Nas Figuras 4.3 (a) e (b) são ilustrados em vermelho o ângulo do rotor do caso base (δ^0), nas cores azul e preta são a influência do ângulo do rotor em relação à variação de valores 5%, 10% e 15% (representado pelo Δp da equação (4.26)) aos parâmetros P_{mec} e P_{emax} respectivamente.

FIGURA 4.3: TRAJETÓRIAS DO δ DO GERADOR COM AST. A SUBFIGURA (a) É REFERENTE À P_{mec} E A SUBFIGURA (b) REFERENTE À P_{emax} .



FONTE: Autoria própria (2019).

É importante destacar que as trajetórias nas cores azul e preta na Figura 4.3 foram obtidas sem a necessidade de resolução numérica das equações não-lineares do modelo do sistema (dado pelas equações de *swing* (4.11) e (4.12)). Na verdade, as equações de *swing* são resolvidas uma única vez considerando os valores nominais dos parâmetros (que fornecem as curvas em vermelho) e então, a partir da solução da equação de sensibilidade

(4.20), as demais trajetórias (em preto e em azul) são obtidas via (4.26). Destaca-se que a equação de sensibilidade (4.20), ao contrário das equações de *swing*, é linear e, portanto, mais fácil de ser resolvida numericamente.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A aplicação apresentada nesse capítulo foi que a AST é um método que fornece uma maneira de avaliar a variação da trajetória resultante de (pequenas) mudanças dos parâmetros, ao longo de suas trajetórias nominais. Como a AST fornece uma aproximação de primeira ordem para a mudança na trajetória correspondente às mudanças nos parâmetros, elas abrem muitas possibilidades de análise.

A AST pode ser usada para explorar os fatores que influenciam a trajetória como exemplo, a trajetória do ângulo do rotor frente a uma perturbação de um sistema. Tais fatores podem ser os parâmetros da linha, potência elétrica fornecida pelo gerador ou mudança de cargas, entre outros. De modo geral, a AST fornece uma maneira de julgar a importância relativa desses vários fatores.

Para evitar simulações repetitivas para diferentes condições de operação de carga, no próximo capítulo será utilizada em um FPO a AST nos ângulos do rotor em relação à variação do parâmetro de estudo.

CAPÍTULO 5

NOVA ABORDAGEM DE FPO-RETA COM ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE TRAJETÓRIA

Este capítulo apresenta uma nova formulação que utiliza os critérios de estabilidade transitória angular (abordados nos capítulos 2 e 3). Essa nova abordagem trata da aplicação da AST para reformular a restrição do ângulo do rotor e da inserção de uma nova restrição no FPO-RETA.

5.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA PROPOSTO

Entre todos os tipos de aplicações de sensibilidades de trajetória, utilizou-se neste trabalho a AST inserida no FPO, com o objetivo principal de levar em consideração a influência de variações ou incertezas nos valores das cargas na trajetória do ângulo do rotor dos geradores, ou ainda, de outras pequenas perturbações ou incertezas que causem variações nos elementos da matriz de admitância reduzida Y_{red} , como por exemplo, modificações na topologia da rede por conta da atuação de chaves de manobra.

A AST capta a influência da variação dos elementos da matriz Y_{red} que pode impactar na variável do ângulo do rotor dos geradores. A matriz Y_{red} é composta pela topologia da rede juntamente com as cargas e reatâncias internas dos geradores. Pode ser dividida em duas matrizes, contendo os elementos da parte real (matriz de condutâncias), e parte imaginária (matriz de susceptâncias), G e B respectivamente. Os parâmetros a serem analisados nesse trabalho serão os elementos das matrizes G e B e serão organizados da seguinte forma:

$$p_1 = [G_{11} \ G_{12} \ \cdots \ G_{1k} \ | \ G_{21} \ G_{22} \ \cdots \ G_{2k} \ | \ G_{j1} \ G_{j2} \ \cdots \ G_{jk}]', \quad (5.1)$$

$$p_2 = [B_{11} \ B_{12} \ \cdots \ B_{1k} \ | \ B_{21} \ B_{22} \ \cdots \ B_{2k} \ | \ B_{j1} \ B_{j2} \ \cdots \ B_{jk}]', \quad (5.2)$$

$$p = [p_1 \ | \ p_2]'. \quad (5.3)$$

onde,

p_1 : vetor de dimensão $(j \cdot k) \times 1$ com os elementos da matriz de condutância;

p_2 : vetor de dimensão $(j \cdot k) \times 1$ com os elementos da matriz de susceptância;

p : vetor de dimensão $(2 \cdot j \cdot k) \times 1$ com os elementos das matrizes de condutância e susceptância;

r : é o número total de linhas que as matrizes G e B possuem;

s : é o número total de colunas que as matrizes G e B possuem.

As matrizes A e B que compõem a equação de sensibilidade, conforme foi discutido no capítulo anterior (ver, equações (4.6) a (4.8)) são calculadas por:

$$A = \frac{\partial F}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial \omega_1} & \cdots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial \delta_g} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial \omega_g} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial \omega_1} & \cdots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial \delta_g} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial \omega_g} \\ \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial \omega_1} & \cdots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial \delta_g} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial \omega_g} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial \omega_1} & \cdots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial \delta_g} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial \omega_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial \delta_1} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial \omega_1} & \cdots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial \delta_g} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial \omega_g} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial \delta_1} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial \omega_1} & \cdots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial \delta_g} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial \omega_g} \end{bmatrix}, \quad (5.4)$$

onde,

A : matriz de dimensão $(2 \cdot g) \times (2 \cdot g)$;

g : é o número total de unidades de GD alocadas no sistema,

$$B_1 = \frac{\partial F}{\partial G} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{11}} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{21}} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{r1}} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial G_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{11}} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{21}} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{j1}} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial G_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{11}} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{21}} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{j1}} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial G_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{11}} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{21}} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{j1}} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial G_{jk}} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{11}} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{21}} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{j1}} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial G_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{11}} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{21}} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{j1}} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial G_{jk}} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

$$B_2 = \frac{\partial F}{\partial B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{11}} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{21}} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{j1}} & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_1}{\partial B_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{11}} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{21}} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{j1}} & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_1}{\partial B_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{11}} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{21}} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{j1}} & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_2}{\partial B_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{11}} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{21}} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{j1}} & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_2}{\partial B_{jk}} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{11}} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{21}} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{j1}} & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\delta}_g}{\partial B_{jk}} \\ \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{11}} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{12}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{1k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{21}} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{22}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{2k}} & | & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{j1}} & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{j2}} & \dots & \frac{\partial \dot{\omega}_g}{\partial B_{jk}} \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$B = [B_1 \mid B_2] \quad (5.7)$$

onde a matriz B é composta pelas derivadas das variáveis de estado de ângulo e velocidade angular dos geradores em relação aos parâmetros contidos no vetor p . Então a matriz B possui a dimensão $(2 \cdot g) \times (2 \cdot j \cdot k)$.

A partir da função de sensibilidade dada pela equação (4.6), neste trabalho optou-se pelo procedimento de discretização via método trapezoidal implícito, o mesmo método aplicado para converter as equações de *swing* (visto no capítulo 3). A expressão da sensibilidade de trajetória discretizada pode ser expressa pela equação (5.8).

$$0 = \left[S^{t+1} - S^t \right] - \frac{\Delta t}{2} \left[A^{t+1} S^{t+1} + B^{t+1} + A^t S^t + B^t \right], \quad (5.8)$$

onde os subíndices “ t ” e “ $t + 1$ ” representam as variáveis nos instantes $t_m = t_0 + m\Delta t$ e $t_{m+1} = t_0 + (m + 1)\Delta t$, respectivamente, m é o número do tempo a ser discretizado e Δt é o passo de integração.

As referências Wen, Fang e Shiqiang (2009), Hou e Vittal (2013) e Tang e Sun (2017) realizam com êxito a aplicação da AST inserida a um fluxo de potência ótimo com restrições transitórias de estabilidade, com o objetivo de encontrar os valores da sensibilidade de trajetória dos ângulos do rotor em relação a máxima potência que o gerador pode fornecer para o sistema de potência.

A abordagem da AST neste trabalho tem o foco de investigar a estabilidade do sistema quando ocorre alguma mudança que cause uma variação no parâmetro do sistema (que impacta na mudança nos elementos das matrizes G e B). O novo valor das variáveis do sistema, especificamente o ângulo do rotor de cada máquina, podem ser aproximado linearmente com base no valor do caso base aplicando a fórmula (4.10), assim temos a seguinte expressão:

$$\delta_i^t = \delta_i^0 + \sum_{r=1}^j \sum_{s=1}^k \frac{\partial \delta_i}{\partial G_{rs}} (G_{rs}^t - G_{rs}^{bt}) + \sum_{r=1}^j \sum_{s=1}^k \frac{\partial \delta_i}{\partial B_{rs}} (B_{rs}^t - B_{rs}^{bt}) \quad (5.9)$$

onde,

δ_i^0 : ângulo do rotor do gerador i do caso base;

$\frac{\partial \delta_i}{\partial G_{rs}}$: sensibilidade de trajetória ângulo do rotor do gerador i em relação ao elemento da matriz de condutância G de índice j e k ;

G_{rs}^t : elemento da matriz de condutância G de índice r e s com a variação após uma perturbação;

G_{rs}^{bt} : elemento da matriz de condutância G de índice r e s para caso base;

$\frac{\partial \delta_i}{\partial B_{rs}}$: sensibilidade de trajetória de ângulo do rotor do gerador i em relação ao elemento

da matriz de susceptância B_{rs} ;

B_{rs}^t : elemento da matriz de susceptância B_{rs} com a variação após uma perturbação;

B_{rs}^{bt} : elemento da matriz de susceptância B_{rs} para caso base;

A equação (5.9) caracteriza a abordagem de aplicação do método AST, avaliando a vizinhança da trajetória para o caso base de acordo com o efeito de mudanças nos parâmetros do sistema. E para garantir a segurança dinâmica frente a diferentes tipos de carregamento em um FPO-RETA, será reformulada a inequação (3.21) para estabelecer uma nova medida da segurança e uma forma de garantir a estabilidade do sistema, e assim se obtém a seguinte inequação:

$$\delta_{min} \leq \delta_i^0 + \sum_{r=1}^j \sum_{s=1}^k \frac{\partial \delta_i}{\partial G_{rs}} (G_{rs}^t - G_{rs}^{bt}) + \sum_{r=1}^j \sum_{s=1}^k \frac{\partial \delta_i}{\partial B_{rs}} (B_{rs}^t - B_{rs}^{bt}) \leq \delta_{max}, \quad (5.10)$$

5.1.1 Formulação do FPO-RETA com análise de sensibilidade de trajetória

Para uma melhor compreensão do problema de otimização apresentado nos capítulos 3 e 5, a formulação matemática completa do problema do FPO-RETA com análise de sensibilidade de trajetória utilizada para o presente trabalho é composta pelo conjunto de equações (5.11) é dado por:

$$\text{Minimizar } f(P_G, Q_G) = w_p \sum_{i=1}^{g+1} P_{Gi} + w_{maxP_G} \sum_{i=1}^g (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + w_{minQ_G} \sum_{i=1}^g Q_{Gi},$$

Sujeito a

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*],$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*],$$

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax},$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax},$$

$$\vec{V}_{min} \leq |\vec{V}| \leq \vec{V}_{max}, \quad (5.11)$$

$$(\delta_i^{t+1} - \delta_i^t) - \frac{\Delta t \omega_s}{2} (\omega_i^{t+1} + \delta_i^t - 2) = 0,$$

$$\omega_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) + \omega_i^t \left(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t D_i}{2M_i} (2P_{Gi} - P_{ei}^{t+1} - P_{ei}^t) = 0,$$

$$(e_i^2 + f_i^2) - \frac{x'_d P_{Gi} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0))}{e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0)} + x'_d Q_{Gi} = 0,$$

$$\delta_{min} \leq \delta_i^0 + \sum_{r=1}^j \sum_{s=1}^k \frac{\partial \delta_i}{\partial G_{rs}} (G_{rs}^t - G_{rs}^{bt}) + \sum_{r=1}^j \sum_{s=1}^k \frac{\partial \delta_i}{\partial B_{rs}} (B_{rs}^t - B_{rs}^{bt}) \leq \delta_{max},$$

$$0 = \left[S_i^{t+1} - S_i^t \right] - \frac{\Delta t}{2} \left[A^{t+1} S_i^{t+1} + B^{t+1} + A^t S_i^t + B^t \right],$$

$$0 = A_0 S_0 + B_0,$$

Após a formulação matemática do FPO-RETA composta pelo conjunto de equações (5.11), através da modelagem da função objetivo, restrições de igualdade e desigualdade, foi aplicado o MPI versão Primal Dual para a solução do problema de otimização proposto.

5.1.2 Algoritmo proposto

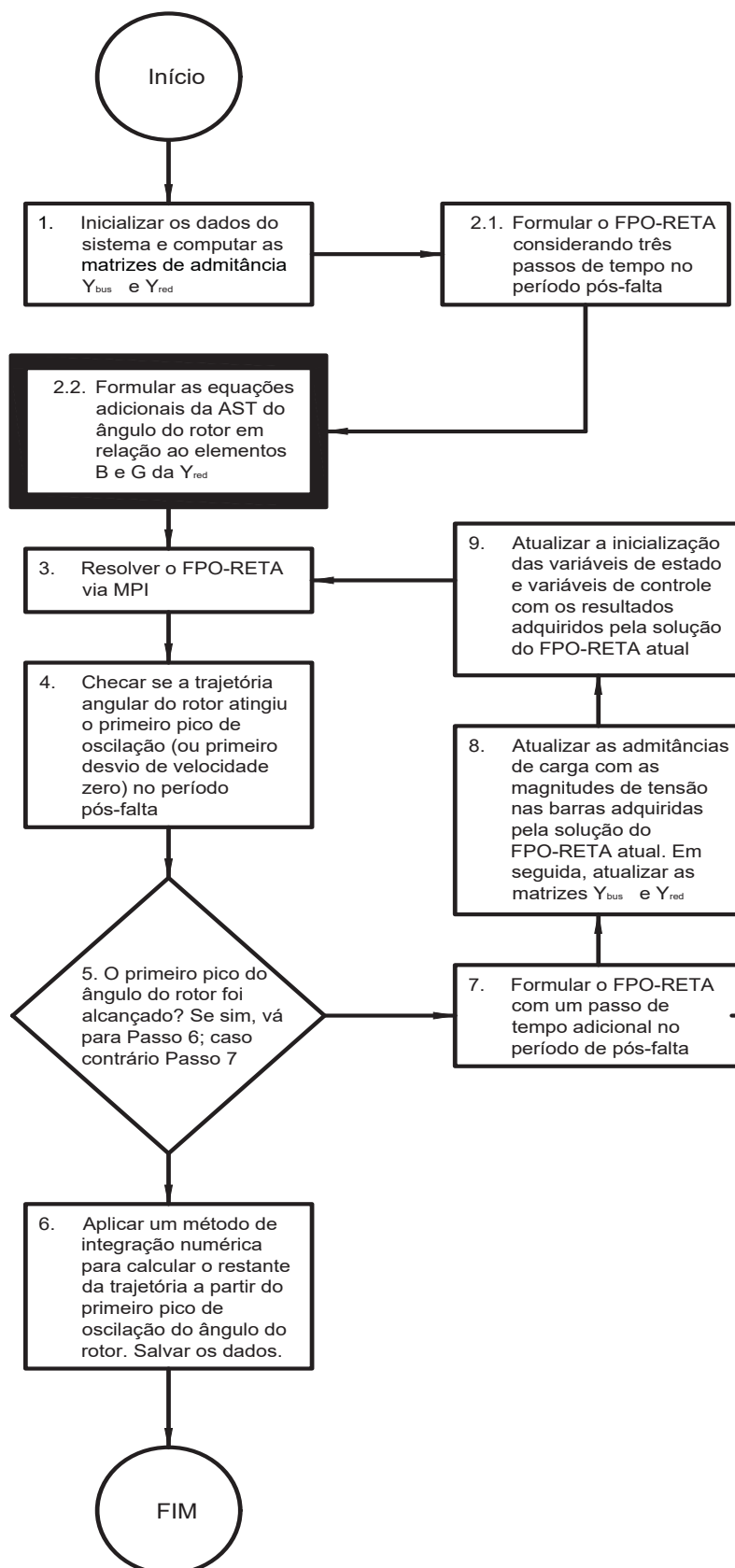
O algoritmo proposto baseia-se na análise da estabilidade transitória, realizado no trabalho de Fuchs (2015) e acrescentando uma nova formulação matemática da AST sendo ela inserida como restrições de desigualdade (equação (5.10)) e equação de igualdade (equação (5.8)) no FPO-RETA via MPI. O algoritmo tem a função de encontrar a resolução do fluxo de potência com o menor número de passos de tempo decorrente da discretização tanto das equações de *swing* e das equações da AST. Esse menor número de simulações leva em consideração até o primeiro pico de oscilação. A implementação da formulação AST contém a sensibilidade do ângulo do rotor de cada gerador referente aos parâmetros B e G da matriz Y_{red} conforme o item 2.2 do fluxograma. A Figura 5.1

ilustra o fluxograma do algoritmo proposto.

5.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a nova formulação do FPO-RETA com as restrições da AST assim podendo explorar os fatores que influenciam a trajetória, como exemplo, a trajetória do ângulo do rotor frente a uma perturbação de um sistema. No próximo capítulo são realizadas as simulações do FPO-RETA com a AST nos ângulos do rotor em relação à variação do parâmetro de estudo, variando o carregamento do sistema-teste.

FIGURA 5.1: FLUXOGRAMA DO ALGORITMO PROPOSTO PARA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA COM AST.



CAPÍTULO 6

TESTES E RESULTADOS

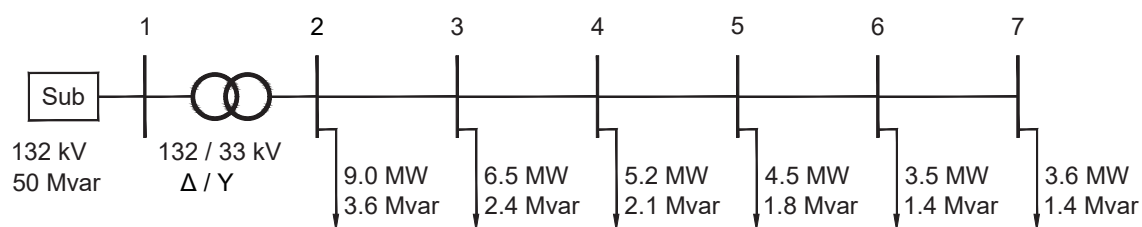
Neste capítulo serão apresentados primeiramente o sistema-teste e logo após as simulações de aplicação do FPO-RETA com a inclusão de restrições baseadas na AST, conforme apresentado no Capítulo 5. A resolução do FPO-RETA foi feita a partir do algoritmo apresentado pela Figura 5.1.

6.1 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO

Esta seção apresenta o sistema-teste da aplicação do FPO-RETA. Trata-se de uma rede de distribuição com 7 barras, levando em consideração dois cenários de interesse. Os dois casos possuem dois geradores e o que difere cada caso é o local das GDs na rede de distribuição.

O sistema em estudo é composto por uma rede de subtransmissão de 132 kV, 60 Hz, sendo conectado por um transformador em Δ/Y_g 132 / 33 kV, conforme ilustrado na Figura 6.1. A rede elétrica é composta por 7 barras, sendo 6 delas contendo cargas acopladas a elas. Os dados de barras e linhas podem ser obtidos em Freitas *et al.* (2006).

FIGURA 6.1: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE ESTUDO.



FONTE: Adaptado de Freitas *et al.* (2006).

Supõe-se que a concessionária de energia elétrica é encarregada pela operação e

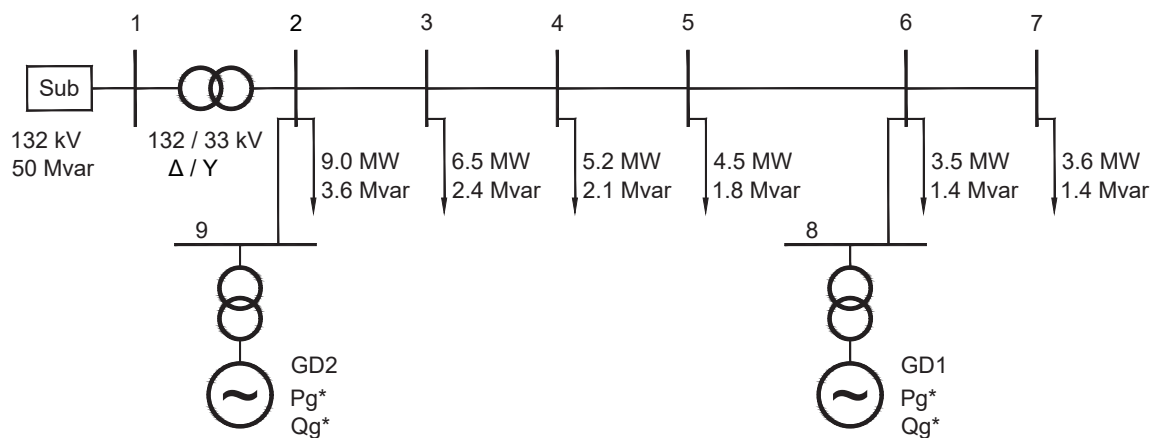
planejamento da rede de distribuição e esteja motivada a realizar um estudo para avaliar prováveis impactos na operação do sistema devido à implantação de geração distribuída baseada em gerador síncrono. Além disto, também torna-se interessante para os produtores independentes que tenham condições apropriadas de operação em termos de potências ativa e reativa geradas, de modo a aumentar a confiabilidade da operação destas unidades.

6.1.1 Cenários de interesse

Para testar o algoritmo serão analisados dois cenários-teste afim de verificar o comportamento das unidades de GD em diferentes carregamentos. A seguir serão detalhados os dois cenários de estudo.

1. O primeiro cenário analisado é composto por duas unidades GD conectadas nas barras 6 e 2, cada uma conectada à rede de distribuição por meio de um ramo e um transformador Δ/Y_g 33/0,69 kV. A capacidade nominal de cada GD é de 20 MVA e as grandezas Pg^* e Qg^* representam a geração de potência ativa e reativa que atende aos critérios de desempenho em regime permanente e transitório. O cenário é apresentado na Figura 6.2.

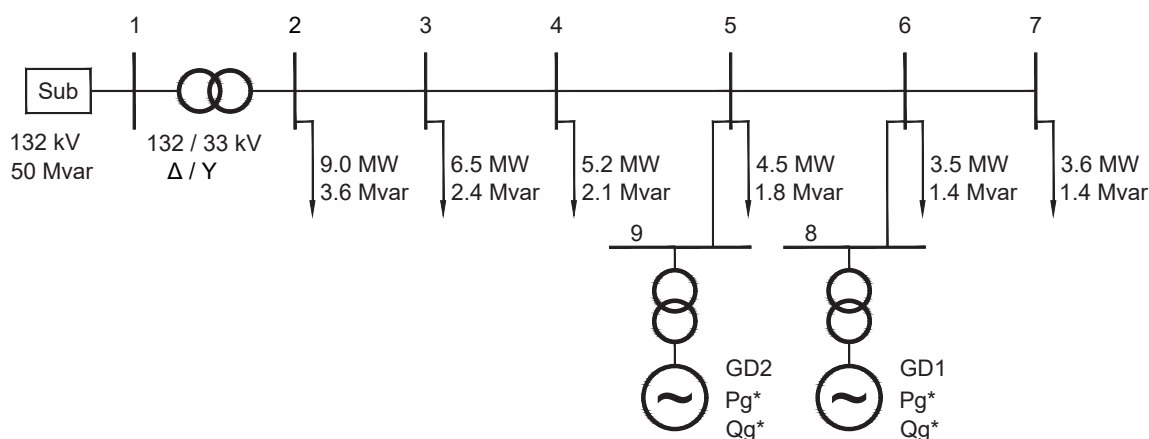
FIGURA 6.2: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE ESTUDO DO CENÁRIO 1 E 2.



FONTE: Adaptado de Freitas *et al.* (2006).

2. O segundo cenário analisado é composto por duas unidades GD conectadas nas barras 6 e 5, cada uma conectada à rede de distribuição por meio de um ramo e um transformador Δ/Y_g 33/0,69 kV. A capacidade nominal de cada GD é de 20 MVA e as grandezas Pg^* e Qg^* representam a geração de potência ativa e reativa que atende aos critérios de desempenho em regime permanente e transitório. O cenário é apresentado na Figura 6.3.

FIGURA 6.3: DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE ESTUDO DO CENÁRIO 2.



FONTE: Adaptado de Freitas *et al.* (2006).

Os dois cenários apresentados acima possuem dois geradores conectados na rede de distribuição e os seus valores são apresentados na Tabela 6.1.

TABELA 6.1: PARÂMETROS DOS GERADORES SÍNCRONOS CONECTADOS AO SISTEMA-TESTE

Gerador	P_{Gmax}	Q_{Gmax}	H	D	X'_d
1	20 MV	5 MV	1.50 s	5.0	0.2310 p.u
2	20 MV	5 MV	1.50 s	5.0	0.2310 p.u

6.2 ANÁLISE PRELIMINAR

O FPO-RETA proposto no capítulo 5, com a inclusão de restrições baseadas na AST, avalia a variação da trajetória do ângulo do rotor resultante de (pequenas) mudanças

dos parâmetros (elementos das matrizes G e B), ao longo de suas trajetórias nominais. Além de determinar a condição ótima de operação da rede elétrica de distribuição, garante que o sistema seja transitoriamente seguro para o despacho de geração de energia quando sujeita a grandes perturbações e quando respeitadas todas as restrições impostas a ela.

Os cenários de testes são compostos por dois geradores conectados à rede de distribuição conforme apresentado na seção 6.1. O método da AST apresentado nesse trabalho tem como foco analisar a influência de parâmetros na solução ou trajetória do sistema em resposta a perturbações (que impactam na mudança nos elementos das matrizes G e B). Ao formular as restrições a serem inseridas no MPI notou-se que surgiram 80 novas restrições de igualdade, restrições discretizadas (provenientes da equação de sensibilidade) e da condição inicial, totalizando 560 novas variáveis a serem encontradas pelo MPI.

O sistema-teste analisado é uma rede de distribuição que possui duas unidades de GD e o barramento infinito (representado pela Subestação). A matriz admitância reduzida Y_{red} possui a dimensão 3x3 (nove elementos da matriz condutância G e nove elementos da matriz susceptância B). Temos que, neste caso, o barramento infinito é caracterizado por não possuir dinâmica, que ocorre uma simplificação dos elementos da matriz admitância reduzida Y_{red} a ser analisado pela AST. Assim os parâmetros de estudo serão seis elementos da matriz condutância G e seis elementos da matriz susceptância B .

Outro estudo que deve ser levado em consideração são os elementos da matriz susceptância B_{rr} (elementos que possuem índice de linha e coluna iguais), pois são elementos que não influenciam na potência elétrica P_{ei} de acordo com a fórmula (3.19).

Na análise total de quais elementos seriam levados em consideração foram considerados seis elementos da matriz condutância G e quatro elementos da matriz susceptância B .

A Tabela 6.2, constata a complexidade computacional da solução clássica do FPO-RETA via MPI comparada com o FPO-RETA apresentado no capítulo 5 (com as restrições formuladas pelo AST) também via MPI, levando em consideração todas as

variáveis a serem otimizadas pelo MPI. Sendo elas as variáveis de estado, variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange associadas às restrições de igualdade e desigualdade, inclusive as restrições formuladas pela AST, sendo o número de iterações para convergência (até o primeiro pico), tempo computacional e o número de variáveis associadas ao problema .

TABELA 6.2: TABELA COMPARATIVA DO FPO-RETA E FPO-RETA COM AST

Dados	FPO-RETA convencional	FPO-RETA com AST
Número total de variáveis de otimização	282	1394
Número de interações para convergência	7	7
Tempo (em min) de processamento computacional	2,22	60,24

Nos dois cenários de estudo de interesse foram aplicadas a contingência próximo à barra 7, sendo a contingência um curto-circuito trifásico permanente no instante 30 ms, o qual é eliminado após 80 ms pela desconexão da linha entre as barras 6-7.

Lembrando que a função objetivo é composta por três parcelas distintas com respectivamente os pesos atribuídos a cada termo a ser minimizado, conforme foi estabelecido em (3.1.1) no Capítulo 3.

Serão apresentados dois diferentes casos para o Cenário 1 e para o Cenário 2, considerando diferentes atribuições de pesos para cada caso. O caso A prioriza a maximização da geração da potência ativa injetada pelas GD, onde o peso relacionado é o w_{maxP_G} . O Caso B prioriza a minimização de perdas do sistema, no qual o peso relacionado é o w_p . Nas seções seguintes, serão representadas as simulações para os Cenários 1 e 2 considerando diferentes atribuições de pesos priorizando um valor maior para o peso que corresponde o caso de estudo.

Todas as simulações foram implementadas no *software* Matlab versão 2018a, em um computador com processador Intel(R) Core(TM) i5-3570 CPU @ 3.40 Ghz, 8 GB de memória RAM.

6.3 TESTES PARA O CENÁRIO 1

6.3.1 Caso A - Prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de geração distribuída

Considere o Cenário 1 conforme ilustrado na Figura 6.2, onde as unidades GD encontram-se acopladas na barra 6 e 2. O Caso A é caracterizado pelos pesos da função objetivo $w_p = 1$, $w_{maxP_G} = 5$ e $w_{minQ_G} = 1$. Os resultados do ângulo do rotor para este caso são apresentados pelas Figuras 6.4 e 6.5.

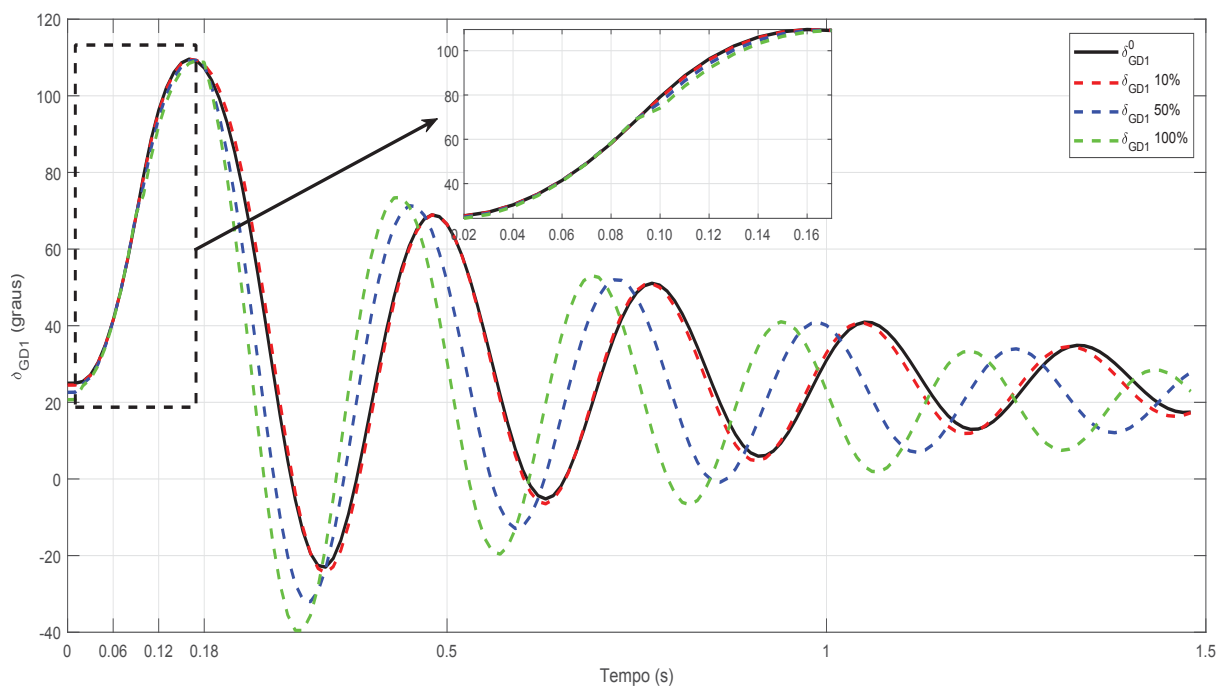
A seguir serão ilustrados, separadamente, os gráficos do ângulo do rotor das unidades GD1 e GD2, mostrados nas Figuras 6.4 e 6.5, com destaque para as trajetórias dos ângulos dos rotores alcançando o primeiro pico de oscilação. A simulação contempla o intervalo de tempo total de 1,5 s, onde a trajetória até o primeiro pico foi obtida através do MPI via primal-dual (em torno de 16 ms) e o restante da trajetória de cada ângulo do rotor foi obtido pelo método de integração numérica Runge-Kutta de 4ª ordem.

Primeiramente foi feita uma simulação no caso base (trajetória na cor preta) e as demais simulações foram feitas com um acréscimo de potência consumida (P_D), sendo elas de 10%, 50% e 100% representados nas cores vermelha, azul e verde respectivamente, o que ocasiona mudança nos elementos das matrizes condutância G da matriz susceptância B .

Neste caso, é possível observar na Figura 6.4 que o valor de pico para a GD1 quase atinge o limite máximo do ângulo, estabelecido em 110° no instante 0,17 s com a variação de 10% e 0,18 s para demais variações na carga. E para a unidade GD2 teve o seu primeiro pico de 47.50° no instante 0,14 s para todos os casos da variação na carga.

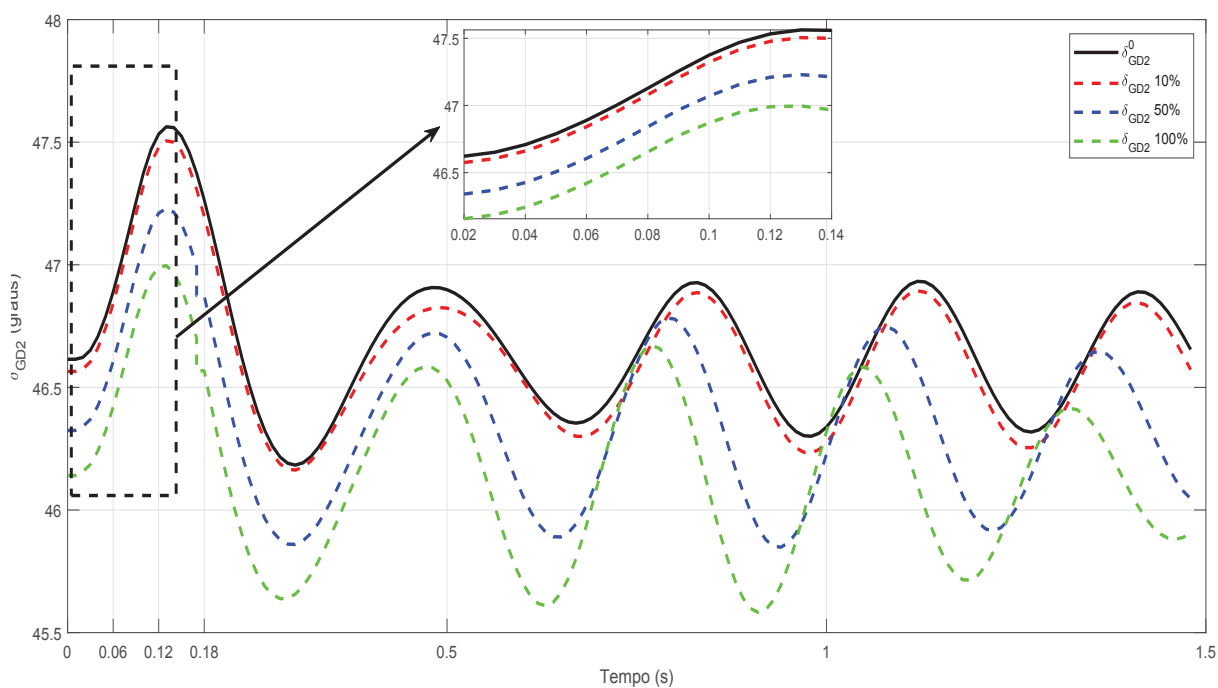
Os valores da tabela 6.3 apresentam o despacho ótimo das duas unidades de GD (Potência ativa e reativa). Nota-se que a potência injetada pela unidade GD1 foi bem próxima ao total a ser fornecido.

FIGURA 6.4: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO A.



FONTE: Autoria própria (2019).

FIGURA 6.5: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO A.



FONTE: Autoria própria (2019).

TABELA 6.3: DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 1 - CASO A OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA

Geração	Variação de acréscimo da P_D		
	10%	50%	100%
Pg* (MW) Barra Subtransmissão (Barra 1)	0,211	0,143	0,120
Pg* (MW) GD1 (Barra 8)	12,479	12,692	12,829
Pg* (MW) GD2 (Barra 9)	19,700	19,551	19,436
Qg* (Mvar) Barra Subtransmissão (Barra 1)	8,564	7,715	7,012
Qg* (Mvar) GD1 (Barra 8)	6,479	7,356	8,094
Qg* (Mvar) GD2 (Barra 9)	0,261	0,242	0,225
Nº de FPO-RETA executado	6	6	6
Tempo (min) de processamento CPU	43,65	54,13	54,61

6.3.2 Caso B - Prioridade para a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema

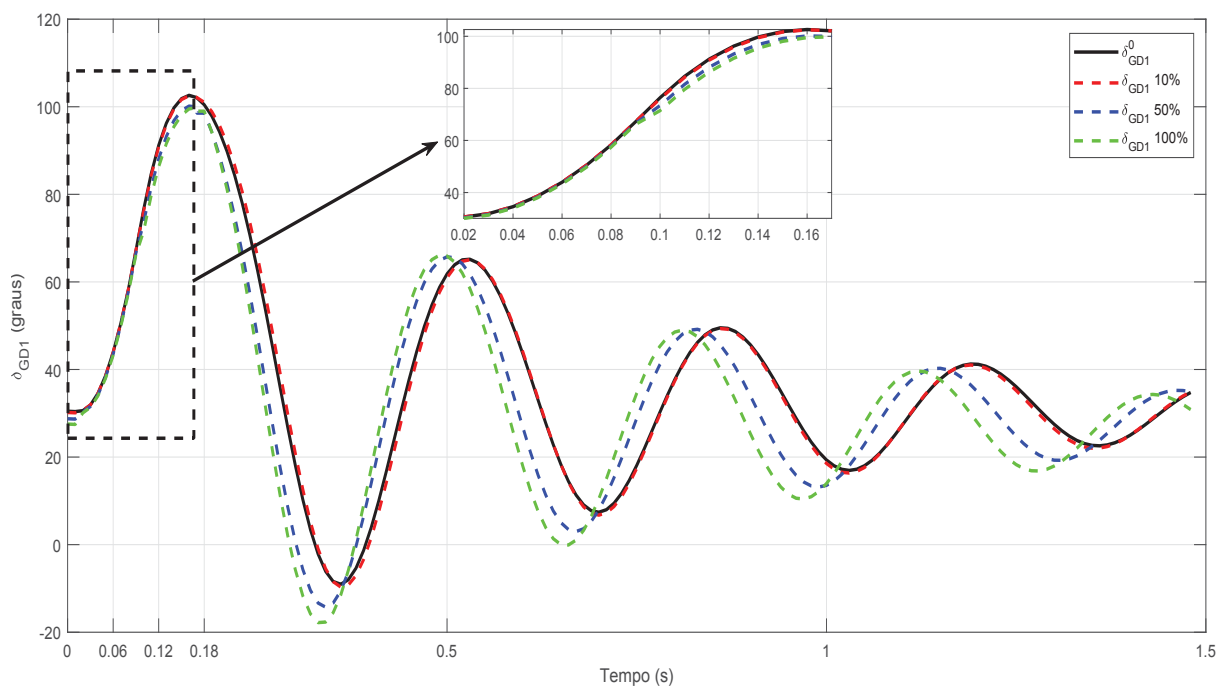
Considerando o mesmo cenário em que as unidades GD encontram-se acopladas na barra 6 e 2, as simulações foram feitas com um acréscimo de potência consumida, sendo elas iguais a 10%, 50% e 100%, o que ocasiona mudança nos elementos das matrizes condutância G da matriz susceptância B . O Caso B, é caracterizado pelos pesos da função objetivo $w_p = 1$, $w_{maxP_G} = 0.5$ e $w_{minQ_G} = 0.5$. Os resultados do ângulo para este caso são apresentados nas Figuras 6.6 e 6.7.

Os gráficos do ângulo do rotor das unidades GD1 e GD2 até alcançar o primeiro pico de oscilação são ilustrados com destaque nas Figuras 6.6 e 6.7. A simulação contempla o intervalo de tempo total de 1,5 s, onde a simulação até o primeiro pico foi obtida através do MPI via primal-dual (em torno de 16 ms) e o restante da trajetória de cada ângulo do rotor foi obtido pelo método de integração numérica Runge-Kutta de 4ª ordem.

Neste caso, é possível observar que o valor de pico para a GD1 quase atinge o limite máximo do ângulo, estabelecido em 110° no instante 0,17 s com a variação de 10% e 0,18 s para demais variações. E para a unidade GD2 teve o seu primeiro pico de 47.50° no instante 0,14 s para todos os casos de variação.

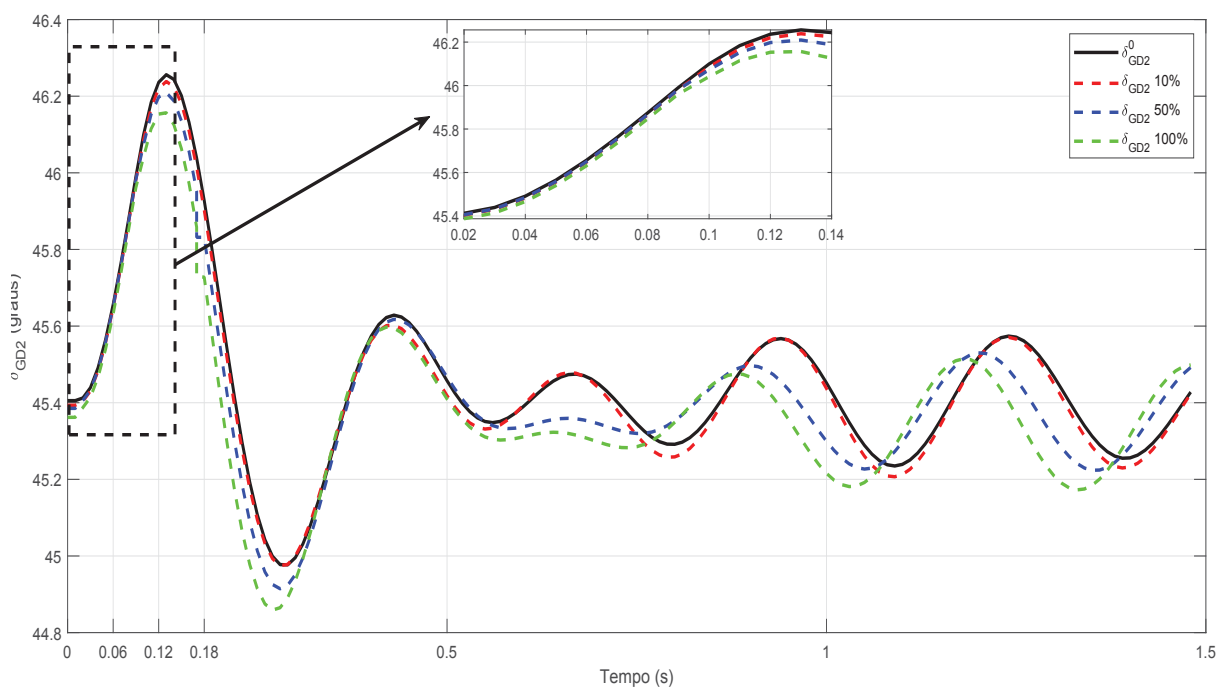
Os valores da Tabela 6.4 apresentam o despacho ótimo das duas unidades de GD

FIGURA 6.6: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO B.



FONTE: Autoria própria (2019).

FIGURA 6.7: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 1 - CASO B.



FONTE: Autoria própria (2019).

TABELA 6.4: DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 1 - CASO B OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA

Geração	Variação de acréscimo da P_D		
	10%	50%	100%
Pg* (MW) Barra Subtransmissão (Barra 1)	2,539	2,628	2,679
Pg* (MW) GD1 (Barra 8)	10,971	10,872	10,824
Pg* (MW) GD2 (Barra 9)	18,984	18,995	18,993
Qg* (Mvar) Barra Subtransmissão (Barra 1)	14,894	14,871	14,855
Qg* (Mvar) GD1 (Barra 8)	0,316	0,334	0,348
Qg* (Mvar) GD2 (Barra 9)	0,242	0,245	0,244
Nº de FPO-RETA executado	5	6	6
Tempo (min) de processamento CPU	40,38	49,44	50,55

(Potência ativa e reativa). Observou-se que a potência injetada pela Barra Subtransmissão (Barra 1) aumentou 2MW comparado ao caso A, por diminuir as perdas ativas nos ramos do sistema.

6.4 TESTES PARA O CENÁRIO 2

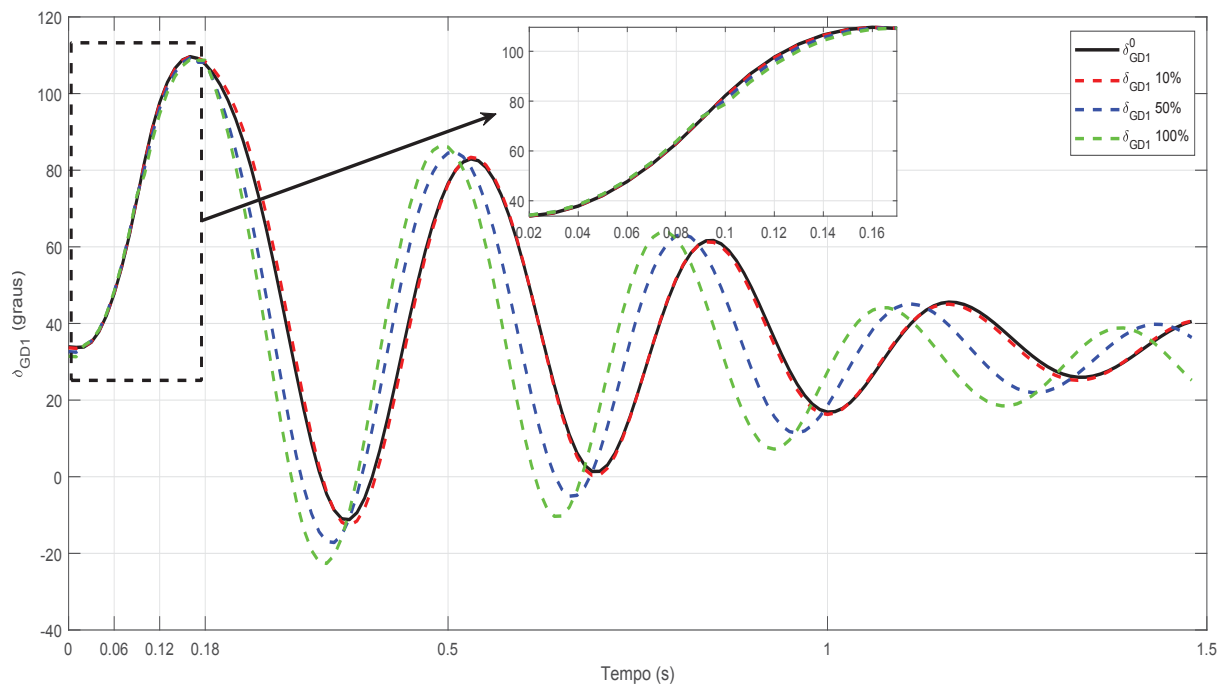
6.4.1 Caso A - Prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de geração distribuída

Considere o Cenário 2 conforme ilustrado na Figura 6.3, onde as unidades GD encontram-se acopladas na barra 6 e 5. O Caso A é caracterizado pelos pesos da função objetivo $w_p = 1$, $w_{maxP_G} = 5$ e $w_{minQ_G} = 1$. Os resultados do ângulo do rotor para este caso são apresentados pelas Figuras 6.8 e 6.9.

A seguir serão ilustrados, separadamente, os gráficos do ângulo do rotor das unidades GD1 e GD2, mostrados nas Figuras 6.8 e 6.9, com destaque para as trajetórias dos ângulos dos rotores até alcançar o primeiro pico de oscilação. A simulação contempla o intervalo de tempo total de 1,5 s, onde a simulação até o primeiro pico foi obtida através do MPI via primal-dual (em torno de 16 ms) e o restante da trajetória de cada ângulo do rotor foi obtido pelo método de integração numérica Runge-Kutta de 4ª ordem.

As simulações foram feitas com um acréscimo de potência consumida (P_D), elas são de 10%, 50% e 100%, o que ocasiona mudança nos elementos das matrizes condutância G da matriz susceptância B .

FIGURA 6.8: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO A.

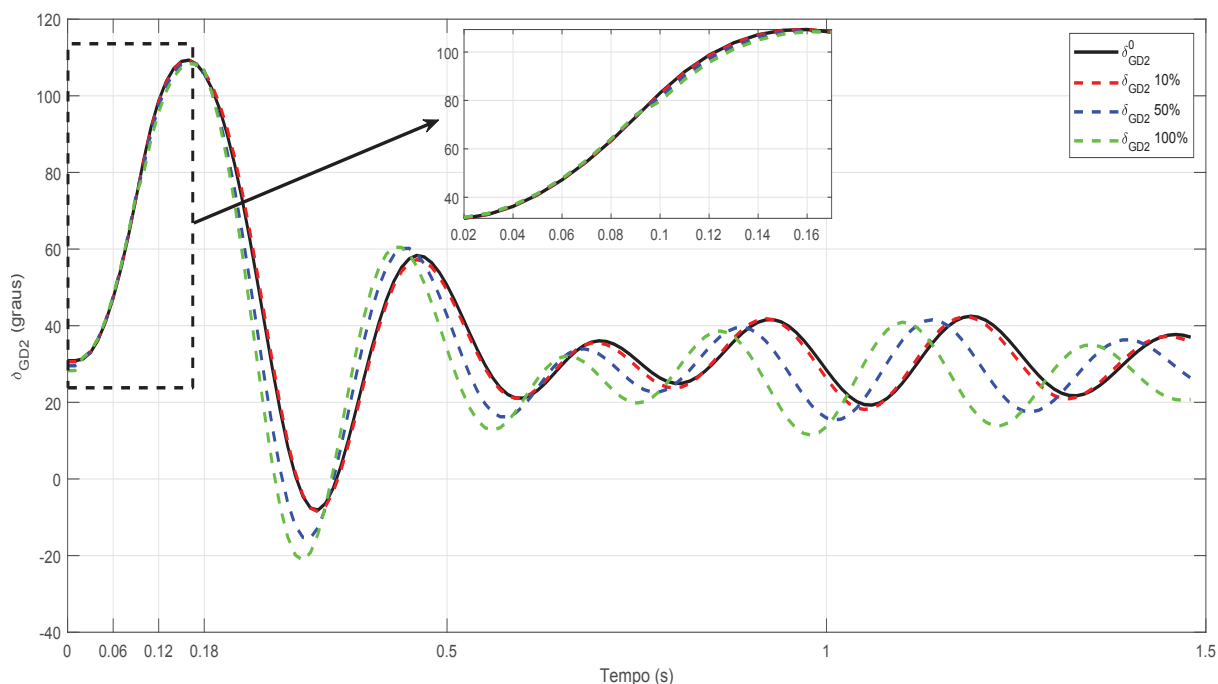


FONTE: Autoria própria (2019).

É possível notar que o valor de pico para GD1 e GD2 quase atinge o limite máximo do ângulo estabelecido de 110° para todas as variações de carga.

A Tabela 6.5 apresenta o despacho ótimo das duas unidades de GD (Potência ativa e reativa). Observa-se que as unidades GD encontram-se injetando em torno de de 84% de potência ativa e de 66% de potência reativa para suprir a carga demanda pelo sistema.

FIGURA 6.9: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO A.



FONTE: Autoria própria (2019).

TABELA 6.5: DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 2 - CASO A OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA

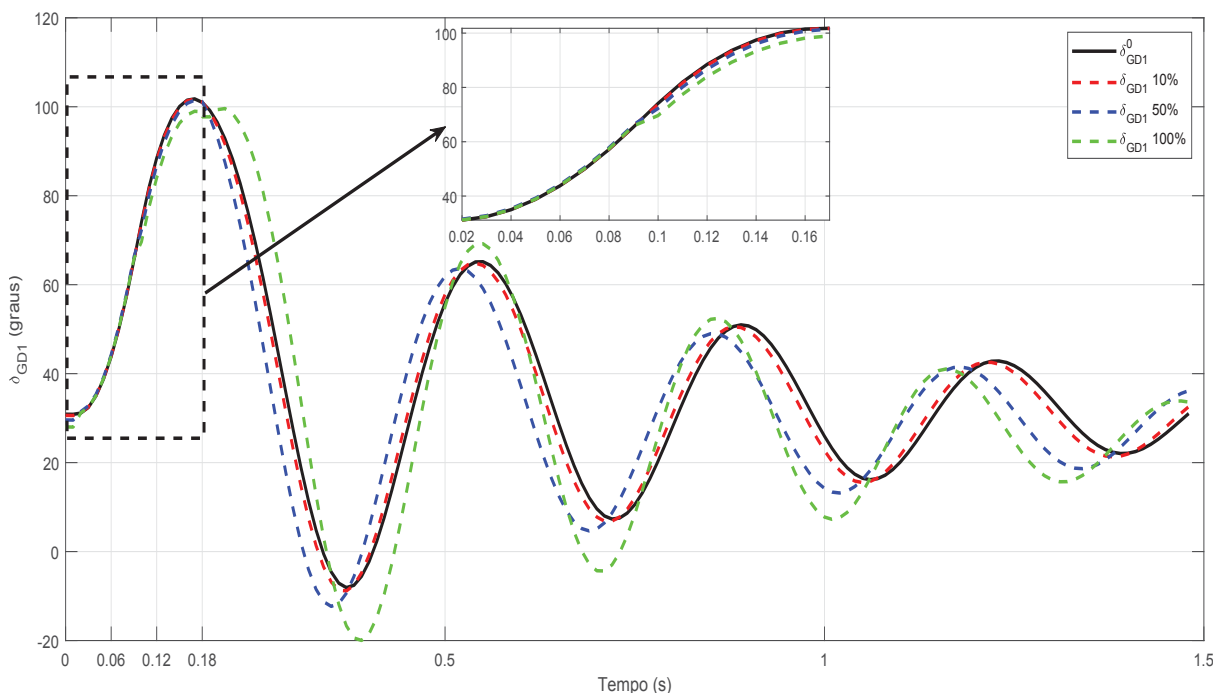
Geração	Variação de acréscimo da P_D		
	10%	50%	100%
P_g^* (MW) Barra Subtransmissão (Barra 1)	4,906	4,672	4,555
P_g^* (MW) GD1 (Barra 8)	10,976	12,088	12,153
P_g^* (MW) GD2 (Barra 9)	15,564	15,692	15,747
Q_g^* (Mvar) Barra Subtransmissão (Barra 1)	4,98	5,011	5,007
Q_g^* (Mvar) GD1 (Barra 8)	0,208	0,255	0,324
Q_g^* (Mvar) GD2 (Barra 9)	9,833	9,803	9,759
Nº de FPO-RETA executado	5	6	6
Tempo (min) de processamento CPU	40,39	50,52	49,14

6.4.2 Caso B - Prioridade para a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema

Considerando o mesmo cenário em que as unidades GD encontram-se acopladas na barra 6 e 5, as simulações foram feitas com um acréscimo de potência consumida, sendo elas iguais a 10%, 50% e 100%, o que ocasiona mudança nos elementos das matrizes

condutância G da matriz susceptância B . O Caso B, é caracterizado pelos pesos da função objetivo $w_p = 1$, $w_{maxP_G} = 0.5$ e $w_{minQ_G} = 0.5$. Os resultados do ângulo para este caso são apresentados nas Figuras 6.10 e 6.11.

FIGURA 6.10: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 1 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO B.



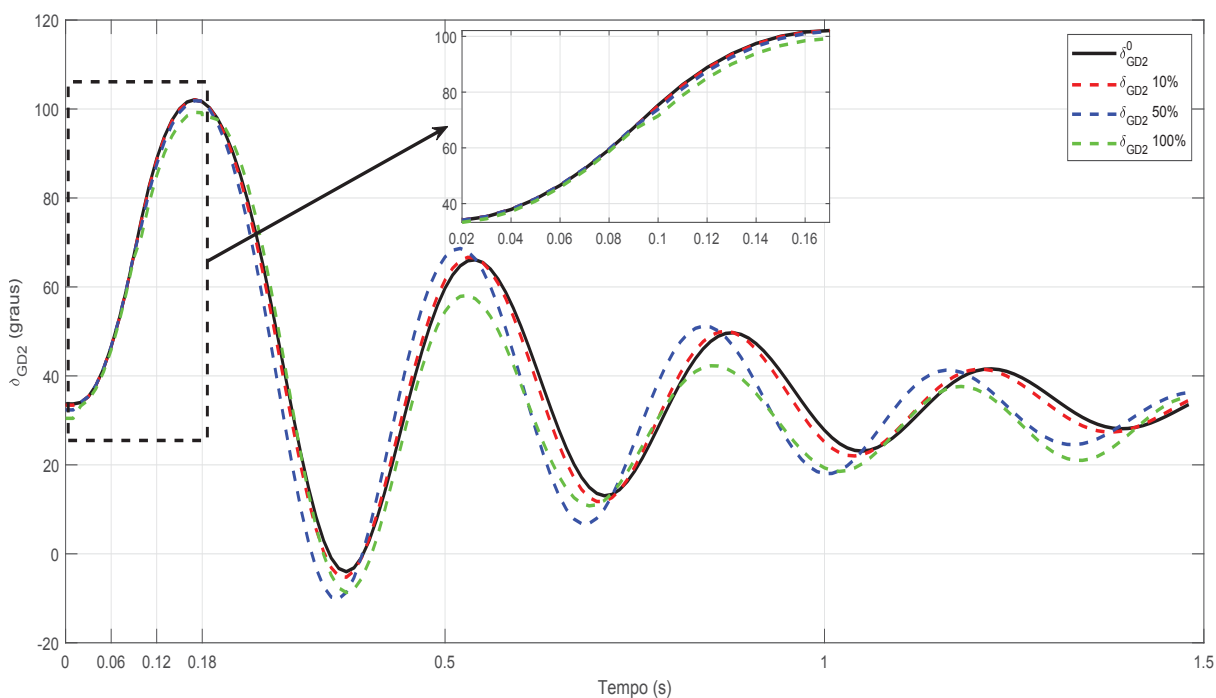
FONTE: Autoria própria (2019).

Os gráficos do ângulo do rotor mostram as unidades GD1 e GD2 até alcançar o primeiro pico de oscilação, ilustrados com destaque nas Figuras 6.10 e 6.11. A simulação contempla o intervalo de tempo total de 1,5 s, onde o primeiro pico foi obtida através do MPI via primal-dual (em torno de 16 ms) e o restante da trajetória de cada ângulo do rotor foi obtido pelo método de integração numérica Runge-Kutta de 4ª ordem.

A tabela 6.6 apresenta o despacho ótimo das duas unidades de GD (Potência ativa e reativa). Observa-se que as unidade GD encontram-se fornecendo cerca de 68% de potência ativa e 12% de potência reativa para suprir a carga demanda pelo sistema.

Após a solução do algoritmo proposto, cada parcela da função objetivo é demonstrada na Tabela 6.7.

FIGURA 6.11: ÂNGULO DO ROTOR DO GERADOR 2 REFERENTE AO CENÁRIO 2 - CASO B.



FONTE: Autoria própria (2019).

TABELA 6.6: DESPACHO ÓTIMO DA GD1 E GD2 PARA O CENÁRIO 2 - CASO B OBTIDO PELA RESOLUÇÃO DO FPO-RETA

Geração	Variação de acréscimo da P_D		
	10%	50%	100%
Pg* (MW) Barra Subtransmissão (Barra 1)	10,161	9,977	10,002
Pg* (MW) GD1 (Barra 8)	10,168	10,280	10,266
Pg* (MW) GD2 (Barra 9)	12,092	12,165	12,146
Qg* (Mvar) Barra Subtransmissão (Barra 1)	12,410	12,339	11,90
Qg* (Mvar) GD1 (Barra 8)	0,360	0,378	0,398
Qg* (Mvar) GD2 (Barra 9)	1,458	1,531	1,908
Nº de FPO-RETA executado	6	6	7
Tempo (min) de processamento CPU	47,84	48,03	59,3

O motivo da pequena excursão do ângulo do rotor da GD2 no cenário 1 comparado no cenário 2 é a localização da conexão da unidade GD2 está mais longe da barra que sofreu a contingência.

Para todos os Cenários foi feito o acréscimo de até 100% da carga consumida

TABELA 6.7: PARCELA DA FUNÇÃO OBJETIVO (f1, f2 e f3)

		$w_p \sum_{i=1}^{g+1} P_{Gi}$	$\sum_{i=1}^g (P_{Gimax} - P_{Gi})^2$	$\sum_{i=1}^g Q_{Gi}$
Cenário1	Caso A	3,2391	2,8325	0,674
	Caso B	3,2494	0,4127	0,0279
Cenário2	Caso A	3,2447	4,2029	1,0041
	Caso B	3,2421	0,796	0,0909

(P_D) no sistema-teste e analisada a influência que o ângulo do rotor sofre ao acrescentar mais carga no sistema. Como o acréscimo acarretou uma pequena variação nos elementos condutância ($G_{rs} - G_{rs}^b$) no máximo de 1,7 e 0,71 para os elementos da susceptância ($B_{rs} - B_{rs}^b$). Assim a AST de primeira ordem analisou a influência de pequena variação do parâmetro de estudo, tornando valida a AST com uma variação de carga de até 100%.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho propôs uma reformulação matemática nas restrições associadas na estabilidade transitória angular dos geradores frente a variação nos elementos das matrizes admitância reduzida.

Primeiramente, foi realizada uma revisão da literatura de estabilidade transitória, do FPO-RETA e também sobre AST. Então percebeu-se que existe uma forma de associar a trajetória do ângulo do rotor de cada gerador referente a mudança dos elementos das matrizes de condutância e susceptância que estão relacionados à variação tanto da rede elétrica como a carga consumida pelo sistema.

Desta forma, a primeira contribuição deste trabalho foi testar a AST neste sistema-teste de uma máquina nos períodos pré-falta, em falta e pós-falta, no qual os parâmetros de estudo foram a potência mecânica e a máxima transferência de potência elétrica, obtivemos a influência do ângulo do rotor da máquina referente à variação desses parâmetros.

A segunda contribuição desta dissertação, foi propor a realização do FPO-RETA via MPI com reformulação matemática na restrição de estabilidade transitória angular dos geradores em relação a variação nos elementos das matrizes de condutância e susceptância, sendo essa reformulação realizada pela AST. Além da nova restrição estabilidade transitória angular o MPI precisou satisfazer as restrições de igualdade compostas pelas condições iniciais e novas equações discretizadas da AST. A metodologia proposta foi testada em uma rede de distribuição real de 7 barras com duas configurações diferentes de alocação das unidades de GD, para fim de demonstrar a funcionalidade do algoritmo proposto.

Uma outra contribuição deste trabalho foi realizar o despacho ótimo das unidades

de GD conectadas ao sistema teste apresentado capítulo 6, que revelou adequado inserir as unidades de GD tanto no Cenário 1 e 2. Esse estudo torna-se essencial para as condições operativas bem como na expansão de redes de distribuição tanto para a concessionária elétrica quanto para os produtores independentes.

No que se refere a trabalhos futuros, existem algumas sugestões que podem ser utilizadas como tema de outras pesquisas.

- Implementação de um outro método para resolução do problema FPO-RETA juntamente com a normalização dos pesos da função objetiva, o qual irá determinar a operação ótima de geradores síncronos conectados a uma rede de distribuição considerando restrições de estabilidade transitória angular. Uma possível solução seria utilizar o método lagrangiano aumentado;
- Realizar um estudo mais detalhado sobre quais parâmetros têm maior influência sobre o ângulo do rotor de cada gerador associado ao sistema teste, esses parâmetros são os elementos da matriz de condutância G e da matriz susceptância B . Pois se ao realizar um estudo de um sistema maior, ou seja, um sistema contendo mais de dois geradores, irá aumentar exponencialmente os elementos que as matrizes G e B possuem, conseqüentemente irá aumentar o número de restrições que o problema irá conter;
- Elaborar um método para avaliar a operação ótima de geradores síncronos, considerando restrições de estabilidade transitória angular para o caso multi-contingências em um sistema teste maior. Através da AST verificar se a variação de um parâmetro de estudo, encontra-se dentro de um conjunto de outras contingências associadas a ela, ou seja, com uma simulação aplicando AST que poderá conter várias contingências realizando apenas uma simulação.
- Elaborar um método que resolva separadamente AST (que leva em consideração a influência de variações ou incertezas do sistema) e acrescentando no problema FPO-RETA. Uma possível solução seria resolver a AST com a meta-heurísticas pois

a maioria das técnicas possuir procedimentos de busca locais com estratégias de mais alto nível.

REFERÊNCIAS

- ABHYANKAR, S.; GENG, G.; ANITESCU, M.; WANG, X.; DINAHAHI, V. Solution techniques for transient stability-constrained optimal power flow – part i. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 12, p. 3177–3185, 2017. ISSN 1751-8687.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195 – 204, 2001. ISSN 0378-7796.
- ANDERSON, P.; FOUAD, A. Power system control and stability. Wiley-Interscience, 2003.
- ANEEL, A. N. de E. E. . **Atlas de energia elétrica do brasil**. 2008. Disponível em: <www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc - 2º edição**, 2016.
- BENCHLUCH, S. M.; CHOW, J. H. A trajectory sensitivity method for the identification of nonlinear excitation system models. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 8, n. 2, p. 159–164, 1993.
- BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade transitória em sistema eletroenergéticos**. EESC/USP, 2000. 154 p. ISBN 8585205318.
- CAPITANESCU, F. Critical review of recent advances and further developments needed in ac optimal power flow. **Electric Power Systems Research**, v. 136, n. Supplement C, p. 57 – 68, 2016. ISSN 0378-7796.
- CAPITANESCU, F.; CUTSEM, T. V.; WEHENKEL, L. Coupling optimization and dynamic simulation for preventive-corrective control of voltage instability. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 24, n. 2, p. 796–805, 2009.
- CARI, E.; ALBERTO, L. F.; BRETAS, N. G. Metodologia prática para estimação de parâmetros de geradores síncronos a partir de medidas de perturbações. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, SciELO Brasil, v. 23, n. 4, p. 453–464, 2012.
- CASTRONUOVO, E. D. **APLICAÇÃO DE MÉTODOS DE PONTOS INTERIORES NO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO NÃO-LINEAR COM UTILIZA-**

ÇÃO DE PROCESSAMENTO DE ALTO DESEMPENHO. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.

ESLAMI, M. **Theory of sensitivity in dynamic systems: an introduction.** Springer Science & Business Media, 2013.

FANG, D. Z.; SUN, W.; XUE, Z. Y. Optimal generation rescheduling with sensitivity-based transient stability constraints. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 4, n. 9, p. 1044–1051, September 2010. ISSN 1751-8687.

FERNANDES, T. S. P. **UM MODELO DE DESPACHO ÓTIMO DE POTÊNCIA PARA SISTEMAS MULTI-USUÁRIOS.** Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

FREITAS, W.; VIEIRA, J. C.; MORELATO, A.; SILVA, L. C. D.; COSTA, V. F. D.; LEMOS, F. A. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 21, n. 1, p. 301–311, 2006.

FUCHS, K. **Operação Ótima de Redes de Distribuição Com Geradores Síncronos Via Fluxo de Potência Ótimo Com Restrições de Estabilidade Transitória Angular.** 152 p. Dissertação (Mestrado) — UFPR, 2015.

FUCHS, K.; KUIAVA, R.; FERNANDES, T. S. P.; BLOCK, P. A. B.; BENEDITO, R. A. de S. Transient stability constrained optimal power flow based on multi-time scale power system models. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 28, n. 3, p. 418–427, Jun 2017. ISSN 2195-3899. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40313-017-0304-4>>.

GAN, D.; THOMAS, R. J.; ZIMMERMAN, R. D. Stability-constrained optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 535–540, May 2000. ISSN 0885-8950.

GENG, G.; ABHYANKAR, S.; WANG, X.; DINAHAHI, V. Solution techniques for transient stability-constrained optimal power flow – part ii. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 12, p. 3186–3193, 2017. ISSN 1751-8687.

GHADIRI, A. M.; ROSTAMI, M.; PARVIZI, A. Analysis and simulation of possible bifurcation and subharmonic oscillation in transformer coupled tcr system. In: **IEEE. Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International. 2008.** p. 1682–1686.

GOMES, P.; SCHILLING, M. T.; LIMA, J. W. M.; MARTINS, N. Geração distribuída: Vantagens, problemas e perspectivas. **XV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**, 1999.

GONZAGA, C. C. Path-following methods for linear programming. **SIAM Rev**, Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, PA, USA, v. 34, n. 2, p. 167–224, jun. 1992. ISSN 0036-1445. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1137/1034048>>.

HATZIARGYRIOU, N. D.; MELIOPOULOS, A. P. S. Distributed energy sources: technical challenges. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)**. 2002. v. 2, p. 1017–1022 vol.2.

HISKENS, I. A.; AKKE, M. Analysis of the nordel power grid disturbance of january 1, 1997 using trajectory sensitivities. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 987–994, 1999.

HISKENS, I. A.; PAI, M.; NGUYEN, T. Bounding uncertainty in power system dynamic simulations. In: **IEEE. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE. 2000**. v. 2, p. 1533–1537.

HISKENS, I. A.; PAI, M. A. Trajectory sensitivity analysis of hybrid systems. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications**, v. 47, n. 2, p. 204–220, Feb 2000. ISSN 1057-7122.

HISKENS, I. A.; PAI, M. A. Power system applications of trajectory sensitivities. In: **2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)**. 2002. v. 2, p. 1200–1205 vol.2.

HOU, G.; VITTAL, V. Determination of transient stability constrained interface real power flow limit using trajectory sensitivity approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2156–2163, Aug 2013. ISSN 0885-8950.

JIANG, Q.; HUANG, Z. An enhanced numerical discretization method for transient stability constrained optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 4, p. 1790–1797, Nov 2010. ISSN 0885-8950.

KARMARKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming. In: **Proceedings of the Sixteenth Annual ACM Symposium on Theory of Computing**. New York, NY, USA: ACM, 1984. (STOC '84), p. 302–311. ISBN 0-89791-133-4. Disponível em: <<http://doi.acm.org/10.1145/800057.808695>>.

KOKOTOVIC, P.; RUTMAN, R. Sensitivity of automatic control systems- survey(automatic control system sensitivity and synthesis of self-adjusting systems). **Automation and Remote Control**, v. 26, p. 727–749, 1965.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. McGraw-hill New York, 1994.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V. Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, Aug 2004. ISSN 0885-8950.

LAUFENBERG, M. J.; PAI, M. A. A new approach to dynamic security assessment using trajectory sensitivities. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 953–958, Aug 1998. ISSN 0885-8950.

LEDESMA, P.; CALLE, I. A.; CASTRONUOVO, E. D.; ARREDONDO, F. Multi-contingency tscopf based on full-system simulation. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 11, n. 1, p. 64–72, 2017. ISSN 1751-8687.

MME. **Resenha Energética Brasileira 2018 - Ano Base 2017**. 2017. Disponível em: <<https://goo.gl/pRwhuy>>.

NGUYEN, T. B.; PAI, M. A. Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 848–854, May 2003. ISSN 0885-8950.

NIKOLAIDIS, V. C.; VOURNAS, C. D. Design strategies for load-shedding schemes against voltage collapse in the hellenic system. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 23, n. 2, p. 582–591, 2008.

PAULA, C. P. de. **Cogeração no Setor Elétrico: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada**. São Paulo, 2004. Tese (Doutorado) — Tese (Doutorado em Energia, Programa Interunidades de Pós-Graduação-EP, FEA . . . , 2004.

PIZANO-MARTÍNEZ, A.; FUERTE-ESQUIVEL, C.; ZAMORA-CÁRDENAS, E.; RUIZ-VEGA, D. Selective transient stability-constrained optimal power flow using a sime and trajectory sensitivity unified analysis. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 109, p. 32–44, 2014.

SHUBHANGA, K. N.; KULKARNI, A. M. Determination of effectiveness of transient stability controls using reduced number of trajectory sensitivity computations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 473–482, Feb 2004. ISSN 0885-8950.

TANG, L.; SUN, W. An automated transient stability constrained optimal power flow based on trajectory sensitivity analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 32, n. 1, p. 590–599, 2017.

WEN, S.; FANG, D.; SHIQIANG, Y. Sensitivity-based approach for optimal power flow with transient stability constraints. In: IEEE. **Energy and Environment Technology, 2009. ICEET 09. International Conference on**. 2009. v. 2, p. 267–270.

XIA, Y.; KANG, C. Transient-constrained dynamic economic scheduling using trajectory sensitivity. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE**. 2011. p. 1–7.

XU, Y.; DONG, Z. Y.; MENG, K.; ZHAO, J. H.; WONG, K. P. A hybrid method for transient stability-constrained optimal power flow computation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 1769–1777, Nov 2012. ISSN 0885-8950.

XU, Y.; DONG, Z. Y.; ZHAO, J.; XUE, Y.; HILL, D. J. Trajectory sensitivity analysis on the equivalent one-machine-infinite-bus of multi-machine systems for preventive transient stability control. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 9, n. 3, p. 276–286, 2015. ISSN 1751-8687.

ZARATE-MINANO, R.; CUTSEM, T. V.; MILANO, F.; CONEJO, A. J. Securing transient stability using time-domain simulations within an optimal power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 243–253, Feb 2010. ISSN 0885-8950.

ZHOU, Y.; AJJARAPU, V. A fast algorithm for identification and tracing of voltage and oscillatory stability margin boundaries. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 93, n. 5, p. 934–946, 2005.