

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

KAMILE FUCHS

**OPERAÇÃO ÓTIMA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM
GERADORES SÍNCRONOS VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM
RESTRICÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR**

CURITIBA

2015

KAMILE FUCHS

**OPERAÇÃO ÓTIMA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM
GERADORES SÍNCRONOS VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM
RESTRICÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR**

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^o. Dr^o. Roman Kuiava

Coorientadora: Prof^a. Dr^a. Thelma Solange
Piazza Fernandes

CURITIBA

2015

F951o

Fuchs, Kamile

Operação ótima de redes de distribuição com geradores síncronos via
fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular/
Kamile Fuchs: – Curitiba, 2015.
151 f. : il. color. : 30 cm.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia,
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

Orientador: Roman Kuiava – Co-orientador: Thelma Solange Piazza
Fernandes.

Bibliografia: p. 146-151.

1. Eletrônica de potência. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3. Otimização
matemática. I. Universidade Federal do Paraná. II. Kuiava, Roman. III.
Fernandes, Thelma Solange Piazza . IV. Título.

CDD: 621.3191

TERMO DE APROVAÇÃO

KAMILE FUCHS

OPERAÇÃO ÓTIMA DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERADORES SÍNCRONOS VIA FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRICÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

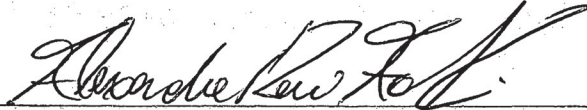
Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:



Prof.^o. Dr.^o. Roman Kuiava - Orientador
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR



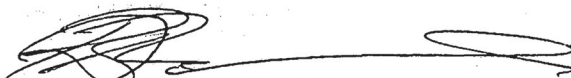
Prof.^o. Dr.^o. Thelma Solange Piazza Fernandes - Coorientadora
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR



Prof.^o. Dr.^o. Alexandre Rasi Aoki - Convidado
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR



Prof.^o. Dr.^o. Odilon Luís Tortelli - Convidado
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR



Prof.^o. Dr.^o. Rodrigo Andrade Ramos - Convidado
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, EESC/USP

Curitiba, 30 de março de 2015.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Roman Kuiava, pela sabedoria de ensino e pesquisa, confiança depositada e grande atenção diante da empreitada desafiadora desta pesquisa.

À professora Thelma Solange Piazza Fernandes pela orientação, disponibilidade e apoio em diversos momentos decisivos desta pesquisa.

Aos professores Alexandre Rasi Aoki, Odilon Luís Tortelli, Elizete Maria Lourenço e Clodomiro Unsihuay Vila, pela transmissão de conhecimento que foram imprescindíveis para o desenvolvimento desta pesquisa.

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

Aos Institutos LACTEC, pela concessão da bolsa de mestrado e auxílio financeiro para a realização deste trabalho.

RESUMO

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular se apresenta como um dos problemas mais difíceis de serem resolvidos na operação de sistemas de energia devido à alta complexidade computacional. Para lidar com restrições de estabilidade transitória em problemas de otimização geralmente se associa um método de discretização numérica com o Método dos Pontos Interiores, o que soluciona problemas envolvendo programação não-linear de grande escala. A discretização numérica é adotada para converter as equações diferenciais, que descrevem o comportamento de oscilação eletromecânica dos geradores associados no sistema elétrico, num conjunto de equações algébricas, as quais são inseridas como restrições no problema de Fluxo de Potência Ótimo convencional. No entanto, a formulação resultante de tal problema de otimização se torna bastante complexa do ponto de vista matemático justamente por apresentar restrições dinâmicas altamente não-lineares, além de demonstrar uma elevada dimensionalidade na quantidade de variáveis de otimização dependendo do intervalo de tempo adotado. Em decorrência disso, a solução do problema leva um tempo computacional e consumo de memória consideráveis para sua convergência, mesmo em se tratando de sistemas de pequeno porte. Com o intuito de reduzir a dimensão do problema e, com isso, aliviar a carga computacional, este trabalho propõe uma nova abordagem para resolução do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular via Método dos Pontos Interiores (versão Primal-Dual) baseado no conceito de estabilidade transitória até a primeira oscilação do ângulo do rotor dos geradores, considerando um pequeno número de passos de discretização numérica acrescentados no período pós-falta. Uma vez resolvido o problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular para a trajetória do ângulo do rotor até o primeiro pico de oscilação, um método de integração numérica é aplicado para calcular o restante da trajetória no período pós-falta. Os resultados numéricos são obtidos 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 regime permanente), bem como, verificar o desempenho eletromecânico ideal dos geradores síncronos (em regime transitório) frente à uma perturbação severa no sistema. A partir dos testes e simulações, é possível constatar que o algoritmo proposto responde de maneira satisfatória com relação aos resultados ótimos para diferentes cenários e prioridades diversas na função multi-objetivo associada ao problema de otimização. Além disso, contribuições importantes do novo algoritmo proposto são verificadas na análise dos resultados. Uma delas se dá por um processo de atualização no cálculo das cargas modeladas como impedância constante, o que proporciona uma melhor precisão nos resultados obtidos pelo algoritmo proposto. Outro procedimento de atualização na inicialização das variáveis traz um aumento significativo na velocidade de convergência do problema, o que permite constatar a eficiência da nova abordagem com relação ao procedimento tradicionalmente realizado para solução do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular.

Palavras-chave: Fluxo de potência ótimo. Estabilidade transitória. Método dos pontos interiores. Análise da estabilidade no primeiro pico de oscilação.

ABSTRACT

Transient Stability Constrained Optimal Power Flow remains one of the most difficult problems in power systems operation because of its computational complexity. A common approach to deal with transient stability constraints in optimization problems is the combination of a numerical discretization method with Interior Point Method for solving large-scale nonlinear programming. The numerical discretization is adopted to convert the differential equations that describe the electromechanical oscillation behavior of generators associated in the electrical system, in a series of algebraic equations to be included into a conventional Optimal Power Flow problem. However, the formulation resulting from the optimization problem becomes quite complex from the mathematical point of view precisely because of the highly nonlinear dynamic constraints, besides the high dimensionality in terms of number of optimization variables, depending on the time interval adopted. As a result, the solution of the problem takes a considerable computational time and high memory consumption for the convergence of the algorithm, even for small systems. In order to reduce the size of the problem and thereby relieve the computational burden, this work proposes a new approach for solving the Transient Stability Constrained Optimal Power Flow via Interior Point Method (Primal-Dual version) based on the concept of first-swing stability of the rotor angle generator, whereas a small number numerical discretization steps is added in post-fault period. If the Transient Stability Constrained Optimal Power Flow is solved for the rotor angle first-swing stability, an numerical integration method is applied to calculate the rest of the trajectory in the post-fault period. The numerical results are obtained for a nine bus distribution system in order to determine the network optimal operation and the optimum sizing of the distributed generation (in steady state), as well as to verify the optimal performance of the electromechanical synchronous generators (in transient state) regarding a severe disturbance in the system. From tests and simulations, it can be concluded that the proposed algorithm responds satisfactorily with respect to optimal results for different scenarios and priorities of the multi-objective function associated in optimization problem. In addition, important contributions of the new proposed algorithm are verified in the results analyses. One of them is caused by updating the calculation of the loads as constant impedance, which provides better accuracy of the results obtained by the proposed algorithm. Another update procedure in the variables inicialization brings a significant increase in convergence speed of the problem, which reveals the efficiency of the new approach compared with the traditional procedure for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow solution problem.

Key words: Optimal power flow. Transient stability. Interior point method. Stability analysis in the first peak of oscillation.

LISTA DE FIGURAS

1.1	Níveis dos reservatórios no subsistema SE/CO. Fonte: (ONS. . . , 2014).	18
1.2	Oferta interna de energia elétrica por fonte - 2013. Fonte: (MME. . . , 2014).	19
2.1	Categorias de estudos em estabilidade de SEP. Fonte: (KUNDUR, 1994).	32
2.2	Representação de um sistema multimáquinas para estudos de estabilidade transitória. Fonte: (RAMOS, 2002).	36
2.3	Representação simplificada de uma máquina síncrona. Fonte: Autoria própria.	38
2.4	Diagrama esquemático de uma máquina síncrona de rotor cilíndrico. Fonte: (KUIAVA, 2010).	44
2.5	Uma máquina contra barramente infinito. Fonte: autoria própria.	53
4.1	Intervalo de tempo estudado. Fonte: autoria própria.	82
4.2	Fluxograma do algoritmo proposto para resolução do FPO-RETA.	84
5.1	Diagrama unifilar da rede de distribuição em estudo. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).	90
5.2	Cenário 1 - rede de distribuição com um gerador síncrono. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).	92
5.3	Cenário 2 - rede de distribuição com dois geradores síncronos. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).	92
5.4	Cenário 3 - rede de distribuição com dois geradores síncronos. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).	93
5.5	Ângulo do rotor da unidade de GD1 alocada na barra 8 considerando diferentes passos de integração. Fonte: autoria própria.	94
5.6	Resposta instável do gerador a um curto-circuito trifásico na extremidade do ramo 6-7. Fonte: autoria própria.	97
5.7	Resposta estável do gerador a um curto-circuito trifásico na extremidade do ramo 6-7. Fonte: autoria própria.	98
5.8	Ângulo do rotor da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.	100
5.9	Velocidade angular da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.	100
6.1	Ângulo do rotor da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.	107

6.2	Velocidade angular da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.	107
6.3	Potência acelerante (pu) ao longo do período. Fonte: autoria própria.	109
6.4	Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 2 (sem atualização de variáveis). Fonte: autoria própria.	111
6.5	Detalhe do ângulo do rotor da GD2 referente ao Cenário 2. Fonte: autoria própria.	111
6.6	Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 2 (sem atualização de variáveis). Fonte: autoria própria.	112
6.7	Detalhe da velocidade angular da GD2 referente ao Cenário 2. Fonte: autoria própria.	112
6.8	Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 (sem as atualizações propostas). Fonte: autoria própria.	114
6.9	Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 (sem as atualizações propostas). Fonte: autoria própria.	114
6.10	Número de iterações necessário para resolução de cada FPO-RETA no laço interno do algoritmo proposto. Resultado referente ao Cenário 3 (sem atualizações). Fonte: autoria própria.	116
6.11	Tempo (min) exigido para resolução de cada FPO-RETA no laço interno do algoritmo proposto. Resultado referente ao Cenário 3 (sem atualizações). Fonte: autoria própria.	117
6.12	Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso A. Fonte: autoria própria.	119
6.13	Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso A. Fonte: autoria própria.	120
6.14	Número de iterações a cada FPO-RETA executado - Caso A. Fonte: autoria própria.	122
6.15	Tempo (min) exigido para a execução de cada FPO-RETA - Caso A. Fonte: autoria própria.	122
6.16	Inicialização da magnitude de tensão nas barras para cada FPO-RETA. Fonte: autoria própria.	124
6.17	Respostas transitórias de ângulos do rotor da GD1 para cada FPO-RETA executado. Fonte: autoria própria.	125
6.18	Respostas transitórias de ângulos do rotor da GD2 para cada FPO-RETA executado. Fonte: autoria própria.	125
6.19	Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso B. Fonte: Autoria própria.	126
6.20	Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso B. Fonte: Autoria própria.	127

6.21	Número de Iterações a cada FPO-RETA executado - Caso B. Fonte: autoria própria.	129
6.22	Tempo (min) exigido para a execução de cada FPO-RETA - Caso B. Fonte: autoria própria.	129
6.23	Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso C. Fonte: autoria própria.	130
6.24	Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso C. Fonte: autoria própria.	131
6.25	Número de Iterações a cada FPO-RETA executado - Caso C. Fonte: autoria própria.	133
6.26	Tempo (min) exigido para a execução de cada FPO-RETA - Caso C. Fonte: autoria própria.	133
6.27	Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD1 - Caso A. Fonte: autoria própria.	137
6.28	Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD2 - Caso A. Fonte: autoria própria.	137
6.29	Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD1 - Caso B. Fonte: autoria própria.	138
6.30	Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD2 - Caso B. Fonte: autoria própria.	138
6.31	Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD1 - Caso C. Fonte: autoria própria.	139
6.32	Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD2 - Caso C. Fonte: autoria própria.	139

LISTA DE TABELAS

4.1	Estabilidade na primeira oscilação	81
5.1	Norma euclidiana da diferença entre as respostas com passos de integração de 0,001 s e as demais (0,005 s, 0,01 s e 0,05 s)	94
5.2	Fasores de tensão nas barras da rede considerando o gerador síncrono fornecendo 10 MW a rede	96
5.3	Fasores de tensão nas barras da rede considerando o gerador síncrono fornecendo 5 MW a rede	97
5.4	Despacho ótimo da unidade de GD1 referente ao FPO-RETA	101
5.5	Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição referente ao FPO-RETA	101
5.6	Despacho ótimo da unidade de GD1 referente ao FPO convencional	102
5.7	Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição referente ao FPO convencional	102
5.8	Tabela comparativa entre FPO convencional e FPO-RETA	103
6.1	Despacho ótimo da GD1 obtido pela resolução do FPO-RETA	108
6.2	Fasores ótimos de tensão nas barras obtidos pela resolução do FPO-RETA	108
6.3	Análise comparativa entre o FPO-RETA clássico e FPO-RETA pelo algoritmo proposto	109
6.4	Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Cenário 2 obtido pela resolução do FPO-RETA	113
6.5	Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição do Cenário 2 obtidos pela resolução do FPO-RETA	113
6.6	Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Cenário 3 obtido pela resolução do FPO-RETA	115
6.7	Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição do Cenário 3 obtidos pela resolução do FPO-RETA	115
6.8	Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Caso A obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)	120
6.9	Fasores ótimos de tensão nas barras para o Caso A obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)	121
6.10	Valores ótimos de potência ativa e reativa a cada FPO-RETA executado	123
6.11	Valores ótimos dos fasores de tensão determinados a cada FPO-RETA	123

6.12	Função objetivo com prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de GD	126
6.13	Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Caso B obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)	127
6.14	Fasores ótimos de tensão nas barras para o Caso B obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)	128
6.15	Função objetivo com prioridade para minimização de perdas ativas nos ramos do sistema	130
6.16	Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Caso C obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)	131
6.17	Fasores ótimos de tensão nas barras para o Caso C obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)	132
6.18	Função objetivo com prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de GD	134
6.19	Resultados gerais para os Casos A, B e C do Cenário 3 para o algoritmo proposto sem as atualizações	135
6.20	Resultados gerais para os Casos A, B e C do Cenário 3 para o algoritmo proposto com as atualizações	135

SUMÁRIO

RESUMO	6
ABSTRACT	7
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	10
LISTA DE TABELAS	12
1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Inserção de Geração Distribuída no Brasil	15
1.2 Impactos gerados pela inserção de geradores distribuídos utilizando máquinas síncronas	21
1.3 Operação ótima da rede elétrica e das unidades de Geração Distribuída	23
1.4 Objetivos	25
1.4.1 Objetivo geral	25
1.4.2 Objetivos específicos	25
1.5 Justificativa	26
1.6 Estrutura da dissertação	28
2 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	30
2.1 O problema de estabilidade em sistemas elétricos de potência	30
2.2 Modelagem de sistemas elétricos de potência para estudos de estabilidade transitória angular	33
2.2.1 Hipóteses simplificadoras adotadas para o desenvolvimento do modelo	34
2.2.2 Modelo de carga	36
2.2.3 Cálculo do módulo das tensões internas e da condição inicial do ângulo do rotor das máquinas	38
2.2.4 Modelo da rede elétrica	39
2.2.5 Modelo de gerador síncrono	43
2.3 Etapas realizadas para a modelagem do sistema	49
2.4 Métodos de análise da estabilidade transitória angular	50

2.5	Critérios para análise da estabilidade transitória angular	51
2.5.1	Estabilidade de um sistema de uma máquina contra barra infinita	53
2.6	Considerações finais do capítulo	54
3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	56
3.1	Revisão de literatura	56
3.2	Formulação geral de um Fluxo de Potência Ótimo	59
3.2.1	Método dos pontos interiores versão primal-dual	61
3.3	Formulação matemática do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular	64
3.3.1	Função objetivo	64
3.3.2	Equações de balanço de potência ativa e reativa	66
3.3.3	Equações <i>Swing</i> discretas	67
3.3.4	Equações das Condições Iniciais do Ângulo do Rotor e Tensões Internas das Máquinas	73
3.3.5	Limites Técnicos e Operacionais	74
3.4	Formulação proposta do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular	75
3.5	Considerações finais do capítulo	77
4	ALGORITMO PROPOSTO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR	79
4.1	Estabilidade transitória angular na primeira oscilação	80
4.2	Impacto na inserção das restrições de estabilidade transitória angular no dimensionamento do Fluxo de Potência Ótimo	81
4.3	Algoritmo proposto	83
4.4	Considerações finais do capítulo	87
5	SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ESTUDO E TESTES PRELIMINARES	89
5.1	Rede de distribuição em estudo	90
5.1.1	Cenários de interesse	91
5.2	Teste para escolha do passo de integração	93

5.3	Motivação para analisar a estabilidade transitória por meio de um problema de otimização	95
5.4	Exemplo de resolução clássica do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular via Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual	98
5.4.1	Análise comparativa entre o Fluxo de Potência Ótimo convencional e o Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular	102
5.5	Considerações finais do capítulo	104
6	TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS DO ALGORITMO PROPOSTO	105
6.1	Testes para os Cenários 1, 2 e 3 desconsiderando o processo de atualização de parâmetros de carga e inicialização de variáveis	106
6.1.1	Testes para o Cenário 1	106
6.1.2	Testes para os Cenários 2 e 3	110
6.2	Testes para o Cenário 3 considerando o processo de atualização de parâmetros de carga e inicialização de variáveis	117
6.2.1	Caso A - Função objetivo com prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de geração distribuída	119
6.2.2	Caso B - Função objetivo com prioridade para a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema	125
6.2.3	Caso C - Função objetivo com prioridade para minimização da injeção de potência reativa pelas unidades de geração distribuída	130
6.2.4	Análise comparativa geral dos resultados para os Casos A, B e C do Cenário 3	134
6.3	Validação dos resultados	136
6.4	Considerações finais do capítulo	138
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	141
	REFERÊNCIAS	151

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica tem aumentado consideravelmente no mundo desde as primeiras instalações elétricas realizadas a partir do final do século XIX. Em decorrência disto, o desenvolvimento das principais economias está diretamente relacionado ao desempenho do setor elétrico no país, considerando que a energia elétrica é o insumo básico para a produção da maioria dos bens e serviços no contexto mundial. Assim, os sistemas elétricos de potência apresentam importância significativa não somente nos centros de operação, mas também recebem destaque em políticas internas, nacionais e internacionais.

Até o fim da década de 1930, a geração de energia era derivada de fontes primárias tradicionais (como carvão e gás) produzidas através de geradores de pequeno porte localizados próximos à carga demandada, uma vez que o consumo era baixo e centralizado em poucas áreas. Porém, após este período, com o aumento da demanda e a disseminação da energia elétrica em todo o mundo, os sistemas elétricos que anteriormente eram isolados passaram a se estruturar de forma interligada, o que trouxe diversas vantagens tanto operacionais como econômicas. Surgiram, então, grandes centrais de geração estruturadas em regiões distantes das unidades de consumo (mais próximas dos insumos básicos para a geração de energia) e interligadas por longas linhas de transmissão. Este é o caso de centrais hidrelétricas instaladas diretamente em rios ou de centrais térmicas localizadas próximas às regiões de extração de seu combustível, evitando gastos excessivos com transporte de matéria-prima.

A partir da década de 1990 até os dias atuais, houve uma mudança de paradigma com relação à produção de energia centralizada a partir do surgimento de novas tecnologias para a geração de energia elétrica. É possível observar que a geração

em grandes centros está dando espaço às pequenas unidades geradoras conectadas diretamente aos sistemas de distribuição e subtransmissão. O interesse público por fontes de energia limpas e confiáveis, bem como, a preocupação com a escassez de recursos para a construção de grandes centrais de geração de energia determinou o desenvolvimento de soluções economicamente mais interessantes no que se refere ao aumento da capacidade dos sistemas existentes. Assim, observa-se que novamente se deu uma redefinição do sistema elétrico no sentido de que houve um resgate dos sistemas distribuídos próximos ao consumidor final como uma alternativa atraente para responder ao crescimento da demanda de energia, tanto sob o ponto de vista econômico quanto ambiental.

Deste modo, observa-se uma busca constante por uma maior diversificação da matriz energética em grande parte dos países através de fontes renováveis de energia, como também, uma grande procura pelo aprimoramento da eficiência energética no processo de geração. Assim, fatos como a reestruturação do setor de energia elétrica, o conseqüente aumento da demanda energética, a necessidade da diversificação das fontes de energia, os avanços tecnológicos no âmbito do setor elétrico, os incentivos governamentais e uma maior conscientização sobre a conservação ambiental têm levado ao interesse pela utilização de geração distribuída (GD) em redes de distribuição em diversas partes do mundo.

1.1 Inserção de Geração Distribuída no Brasil

No Brasil, tem-se observado um grande incentivo à inserção de geração distribuída a partir de uma série de marcos regulatórios constatados no país por meio da abertura do setor elétrico em 1996, com a promulgação da lei nº9.427 e instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a qual permitiu a exploração de potenciais hidráulicos através da livre concorrência ou leilões de energia. A crise energética em 2001 contribuiu para atrair investimentos de autoprodutores e produtores na instalação

de novos geradores de pequeno e médio porte conectados próximos às cargas com intuito de comercializar ou reduzir custos associados à compra de energia. No entanto, a partir de 2002, o cenário nacional tornou-se menos favorável por conta do afastamento temporário da crise de abastecimento de energia elétrica.

Com isso, o sistema elétrico brasileiro, demonstrando estar fragilizado e dependente de índices pluviométricos para manter o suprimento crescente de energia, necessitou de incentivos governamentais mais incisivos para a disseminação de novas fontes de energia no contexto nacional. Um marco regulatório importante para a diversificação da matriz energética no Brasil foi a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) promulgado pela lei n°10.438 em 2002, e revisado pela lei n°10.762 em 2003. O PROINFA, além de promover a diversificação da matriz energética buscando alternativas para aumentar a segurança e abastecimento de energia elétrica, também permitiu a valorização das características e potencialidades regionais e locais do país. Assim, o programa previu a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW de 63 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa (MME. . . , 2009).

A introdução do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004 (com a proposta de garantir segurança no suprimento, promover a modicidade tarifária e inserção social em programas de universalização de energia) promoveu a concessão de empreendimentos para a geração a partir de um novo regime de contratação de compra e venda de energia, chamados de Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). A nova estrutura exigiu a cisão das companhias em geradoras, transmissoras e distribuidoras de forma que transmissão e distribuição continuaram totalmente regulamentadas, enquanto que a produção de geradoras passou a ser negociada no mercado livre (ambiente no qual as partes compradora e vendedora acertam entre si as condições através de contratos bilaterais). Nesse contexto, outro importante marco regulatório especialmente para a disseminação de geração distribuída no Brasil foi o

Decreto nº5163/04 em 2004 que estabeleceu novas regulamentações sobre a aquisição de energia de empreendimentos desta natureza. Assim, tal decreto de lei alterou o modelo de contratação de energia pelas concessionárias distribuidoras de forma a determinar que a aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos de GD fosse precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição. Este tipo de regulação limitou a contratação de energia proveniente de GD a 10% da carga do agente de distribuição e autorizou, com isso, o repasse à tarifas dos consumidores até o limite do valor-referência (EPE. . . , 1992).

É possível observar que até os dias atuais a definição de geração distribuída ainda não apresenta um consenso na comunidade científica, o que permite que inúmeras questões possam ser avaliadas para definir GD de maneira concreta. Segundo o mesmo Decreto nº5163/04 de 2004, geração distribuída é uma unidade geradora de pequeno porte que fornece potência elétrica nas proximidades da carga demandada, podendo estar conectada em redes de distribuição, ou mesmo diretamente ao consumidor final, que utilize geração proveniente de fontes renováveis, também podendo ser empreendimento hidroelétrico com potência instalada inferior a 30 MW ou cogeração com eficiência energética maior ou igual a 75% (EPE. . . , 2013).

No contexto dos desafios enfrentados pelo modelo nacional na inserção de GD, o governo brasileiro vem atuando em ações e estudando medidas para que a figura do gerador-consumidor seja uma realidade recorrente no país. Em 2008 realizou-se o primeiro leilão de biomassa (principalmente proveniente da queima do bagaço de cana-de-açúcar) e em 2009 foi realizado o primeiro leilão de energia eólica no Brasil. Adicionalmente, ações como Consulta Pública nº15/2010 e a Audiência Pública nº42/2011 foram de grande relevância para a diminuição nas barreiras de acesso aos sistemas de distribuição por parte de pequenos produtores (EPE. . . , 2013). Desta forma, a GD se instituiu definitivamente como uma das alternativas a serem consideradas para o desafio de atender a crescente demanda de energia elétrica no Brasil.

Desde a "crise do apagão" em 2001 e 2002, ocasionada pelo baixo regime de chu-

vas nos períodos anteriores de forma a deixar os níveis dos reservatórios quase vazios, e pela baixa diversificação da matriz energética no Brasil, houve a necessidade de promover o acesso ao *mix* brasileiro de fontes alternativas de energia de caráter renovável e intermitente. Nessa época, as tecnologias empregadas na geração eólica, biomassa e PCH já estavam consolidadas na Europa e Estados Unidos. Contudo, no Brasil ainda estavam pouco desenvolvidas. Esse mesmo cenário vem se estruturando novamente nos dias atuais de forma que o modelo brasileiro apresenta novamente sua fragilidade e suscetibilidade ao regime de chuvas. Para ilustrar a recente "crise" energética verificada nos últimos anos no país, a Figura 1.1 apresenta os níveis dos reservatórios no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), segundo informações do Operador Nacional do Sistema (ONS), com a finalidade de comparar os valores verificados na crise energética de 2001 e a atual "crise" verificada desde 2012, tendo o seu ápice em 2014.

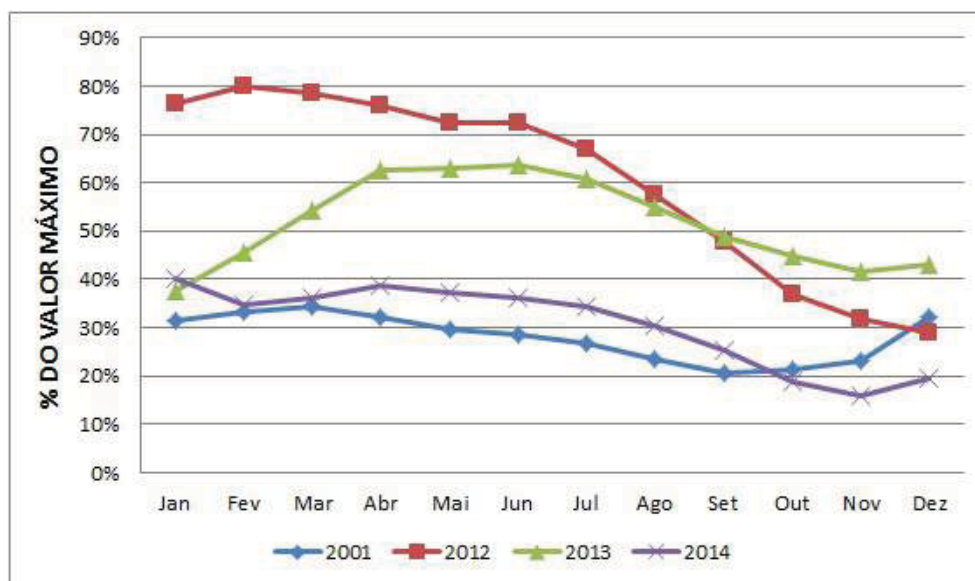


Figura 1.1: Níveis dos reservatórios no subsistema SE/CO. Fonte: (ONS. . . , 2014).

Percebe-se na Figura 1.1 que a partir do ano de 2012 até os dias atuais, tem-se verificado níveis bastante baixos nos reservatórios em certos períodos do ano no subsistema SE/CO nacional. A curva do ano de 2014, pelo baixo regime de chuvas no período, aproxima-se perigosamente da curva que representa o período de crise energética no Brasil em 2001. Observa-se, inclusive, que entre outubro e dezembro

de 2014, os níveis dos reservatórios se apresentaram inferiores aos níveis do ano de 2001 no mesmo período. Em face à urgência de se tornar menos suscetível ao regime pluviométrico desfavorável e aumentar a segurança de suprimento de energia, tendo em vista os obstáculos ambientais, a inserção de GD tornou-se uma excelente opção para compor a matriz energética brasileira.

Nesse sentido, é possível notar a partir da Figura 1.2 que a geração de energia elétrica no Brasil está em constante evolução no que diz respeito à diversificação da matriz energética do país, de forma que fontes renováveis de energia têm apresentado participações cada vez mais relevantes no cenário nacional. Observa-se que a energia elétrica gerada no país é predominantemente hídrica, no entanto, observa-se no gráfico da Figura 1.2 obtido por informações do Ministério de Minas e Energia (MME), que a estrutura de oferta interna de eletricidade no Brasil em 2013 demonstrou boa geração de biomassa e energia eólica.

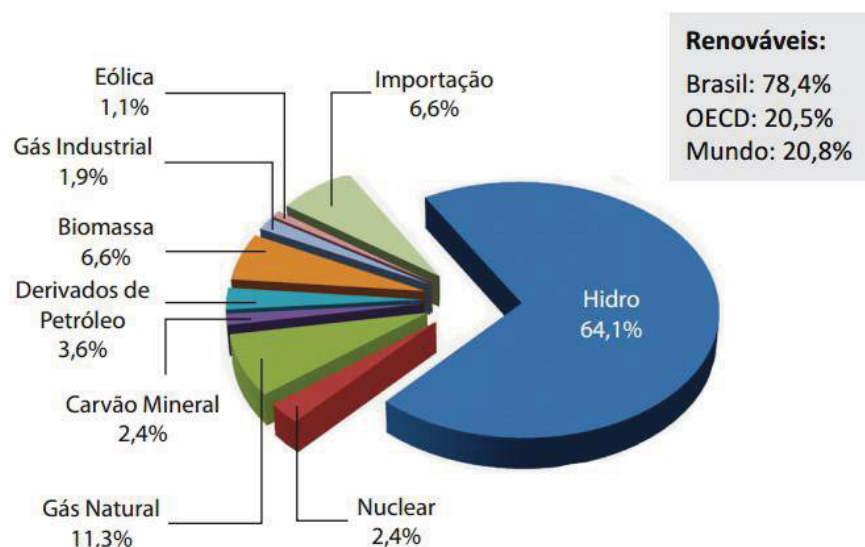


Figura 1.2: Oferta interna de energia elétrica por fonte - 2013. Fonte: (MME. . . , 2014).

Observa-se também na Figura 1.2 que o Brasil apresenta uma matriz de geração de energia elétrica de origem predominantemente renovável, apresentando 78,4% de fontes renováveis contra 20,8% na média mundial em 2013. Segundo dados da resenha energética brasileira divulgado pelo MME no exercício de 2013, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) chegou a um montante de 2,9% superior ao ano de 2012

de forma que outras fontes de energia não provenientes da geração hidráulica, vêm crescendo significativamente na produção de energia a cada ano.

Em 2013, por exemplo, a energia eólica apresentou 1,1% na OIEE e teve um aumento de 30,3% com relação ao ano anterior. Nesse sentido, é possível observar que a energia eólica tem experimentado um crescimento exponencial e virtuoso no Brasil. Desde o primeiro leilão, realizado em 2009, a energia eólica firmou o potencial da tecnologia da geração eólica na matriz energética nacional e mostrou sua competitividade. Nos outros seis leilões seguintes onde a fonte eólica participou, foram contratados 6,8 GW em novos projetos, com isso elevando o volume de instalações eólicas no país para mais de 8,2 GW até 2016, o que caracteriza uma capacidade 5,5 vezes maior do que a capacidade atual e mais de 20 bilhões de dólares em investimentos (CENÁRIOS. . . , 2014).

Muitos empreendimentos envolvendo geração distribuída, entre os quais o da cogeração a partir da biomassa, estão se destacando consideravelmente em várias partes do mundo já que apresentam uma maior eficiência na geração de energia elétrica com o emprego e reaproveitamento do calor gerado para outros fins, como o aquecimento por exemplo. No Brasil, a cogeração a partir da biomassa da cana de açúcar é uma das maiores aplicações dentro da geração distribuída já que é o país que mais produz cana no mundo (OLIVEIRA, 2007). Em 2013, esta fonte apresentou 6,6% na OIEE com um crescimento de 14,7% em relação à 2012. Observa-se que a geração de biomassa vem se destacando principalmente pelo bom desempenho da produção proveniente do bagaço da cana, apresentando um crescimento de 19,1% em 2013. De fato, o setor sucroalcooleiro gerou 29,9 TWh neste mesmo ano, sendo 16 TWh destinados ao mercado e 13,9 TWh destinados ao consumo do próprio produtor. Assim, em 2013, a geração pelo bagaço da cana representou 74% da geração total por biomassa, sendo que os 26% restantes foram gerados principalmente pela indústria de papel e celulose, com a utilização de lixívia, lenha e resíduos de árvores (MME. . . , 2014).

1.2 Impactos gerados pela inserção de geradores distribuídos utilizando máquinas síncronas

Apesar de novas formas de geração de energia elétrica terem despertado bastante interesse, como geradores de indução, células combustíveis de hidrogênio e células fotovoltaicas, atualmente a grande maioria dos sistemas de GD emprega máquinas síncronas, como é o caso da geração proveniente da biomassa e alguns sistemas de geração de energia eólica (principalmente em aplicações que necessitem de turbinas eólicas com velocidades variáveis, as quais trazem diversos benefícios em relação à geração eólica tradicional com geradores de indução) (JENKINS et al., 2000; PITOMBO, 2010; ABREU, 2005; REIS, 2013). Contudo, a alocação de GD em sistemas de distribuição de energia implica em diversos desafios para a operação do sistema em médias e baixas tensões. Um destes problemas se dá pelo fato de que tais sistemas foram instalados e dimensionados anteriormente ao aparecimento da GD, de forma que estes sistemas de energia não foram projetados para serem circuitos ativos. Assim, este tipo de geração exige esquemas especiais de proteção, os quais realizam detecção de ilhamento, uma adaptação adequada de projetos de controle dos níveis de tensão nas barras da rede, previsão de normas de regulamentação e despacho de geração específicos, entre outros (WALLING et al., 2008).

Desse modo, o tema da geração distribuída se apresenta como um novo paradigma para a questão da inserção de energia em pequena escala e geograficamente dispersa caracterizada pela expansão natural da demanda em sistemas de distribuição. O novo cenário verificado atualmente nas redes de distribuição incentivou estudos de diversos trabalhos relacionados à área. Um problema comumente relatado na literatura refere-se ao impacto que geradores distribuídos possam causar ao planejamento da expansão e análise da operação da rede elétrica ao qual está sendo inserido. Uma alocação de GD próxima à carga não implica necessariamente, por exemplo, na diminuição de perdas elétricas, pois o impacto da GD na rede depende não somente do seu ponto de inserção, mas também da capacidade de geração. Ainda assim, a instalação de

unidades de GD em locais mais estratégicos da rede bem como um dimensionamento ideal no que diz respeito ao despacho de potência ativa e reativa, por exemplo, resultam num aumento da confiabilidade do sistema e redução de perdas ativas, o que acarreta benefícios, tal como redução de custos (ACKERMANN; ANDERSSON; SODER, 2001; BORBELY; KREIDER, 2001).

Além disso, com a propagação destes geradores de pequeno porte inseridos próximos às cargas, passou-se a dar atenção a certas questões que ainda não estavam sendo discutidas inicialmente, incluindo os aspectos de auxílio na estabilidade do sistema elétrico bem como na reestruturação de sistemas elétricos de potência. Deve-se entender, portanto, as implicações que resultam do fato de um gerador estar diretamente conectado a um sistema de distribuição de energia durante e após uma perturbação, de maneira que seja possível prever e evitar alguns problemas que decorrem dessa conexão. Alguns impactos podem ser listados, como alteração no perfil de tensão e na qualidade de energia elétrica do sistema ao qual a GD está conectada, já que esta é instalada muito próxima à carga consumidora (SALIM, 2011). Além disso, quando as redes de distribuição apresentam geradores síncronos convencionais, elas podem exibir alguns impactos comparáveis àqueles observados em sistemas de geração e transmissão, tal como a presença de oscilações eletromecânicas de baixa frequência. O aumento da alocação de GDs pode afetar de forma significativa todos os tipos de estabilidade, podendo ser estabilidade de frequência, tensão e do ângulo do rotor (GOMES et al., 2000; KUIAVA, 2010). Assim sendo, as conexões das unidades de geração distribuída em redes de distribuição podem provocar alguns impactos adversos na operação do sistema.

1.3 Operação ótima da rede elétrica e das unidades de Geração Distribuída

A determinação de uma operação adequada da rede, tendo em vista um dimensionamento e alocação ótimos dos geradores distribuídos inseridos no sistema tem sido tema de grande interesse da comunidade acadêmica, razão pelas quais diversas propostas de modelagem relacionadas a este assunto têm sido relatados na literatura nos últimos anos (ACKERMANN; ANDERSSON; SODER, 2001). Com estes estudos, os impactos podem ser minimizados pela escolha adequada do ponto de conexão bem como o dimensionamento ideal referente às unidades de geração distribuída conectadas à rede e o ponto de operação dessas máquinas. Portanto, estudos que determinem o ponto adequado de conexão da unidade de GD na rede e o despacho ótimo de tais geradores são de grande importância de modo a trazer benefícios para o sistema como um todo. É possível listar algumas vantagens, como a diminuição de perdas, diminuição das violações no perfil de tensão, decréscimo de sobrecarga nas linhas, desempenho dinâmico satisfatório e robustez em relação à incidência de perturbações (como curto-circuitos, variações de carga, entre outras) (ABREU, 2005; SALIM, 2011).

Como o problema da operação de redes de distribuição se refere à oferta de energia elétrica, verificam-se diversos aspectos imersos num ambiente decisório complexo. Assim, estudos para dimensionamento e localização estratégicos de geradores distribuídos podem envolver diversos critérios de otimização, tais como minimização de perdas, custos, emissões de poluentes e riscos, e estarem sujeitos a diversas restrições, tais como limites técnicos, financeiros e ambientais. Além disso, por se tratar de um problema de otimização, a modelagem matemática pode envolver apenas uma medida de desempenho das soluções encontradas (o qual se constitui no chamado problema de otimização mono-objetivo) ou contemplar duas ou mais destas medidas (o chamado problema multiobjetivo). Desse modo, dependendo da modelagem empregada, algoritmos de solução mais apropriados devem ser adotados e, sendo assim,

os mais diversos métodos de otimização têm sido empregados nos trabalhos sobre o tema.

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tem sido uma das principais ferramenta para estudos envolvendo operação ótima de sistemas elétricos. A principal proposta de um FPO é determinar o estado ótimo de operação de um sistema a partir de uma função objetivo de forma a respeitar os limites operacionais pré-estabelecidos, o que garante uma operação segura e econômica. É de se notar que a preocupação com a minimização de funções objetivos que se referem a custos e perdas elétricas são bastante recorrentes nestes estudos, o que pode ser entendido pelo fato do problema envolver obras de instalação e a possibilidade de redução de perdas ser um dos principais benefícios reconhecidos da GD. Além disso, com a provável interferência da GD nas características elétricas e na proteção da rede de inserção, pode-se ainda observar uma preocupação em contemplar restrições técnicas de rede ao modelo, tais como limites de tensão, limites de carregamento de linhas e restrições para o aumento de capacidade de curto-circuito da rede. Contudo, nos últimos anos, por questões de proteção contra ocorrências de perturbações severas no sistema, tem-se desenvolvido grande interesse em problemas de FPO envolvendo restrições de segurança dinâmicas, como limites de estabilidade transitória dos geradores bem como restrições que descrevam o comportamento dinâmico das máquinas associadas ao sistema (XU et al., 2012).

Portanto, torna-se necessário avaliar o desempenho de geradores síncronos conectados em redes de distribuição e subtransmissão considerando não somente a operação da rede em regime permanente, mas também o desempenho durante o regime transitório, o qual é provocado pela incidência de perturbações de natureza e efeitos diversos. Nesse sentido, observa-se uma maior preocupação com os impactos decorrentes da inserção de GD, não somente com relação aos critérios estáticos do sistema, mas sobretudo no que se refere à estabilidade transitória dos geradores distribuídos. Esta análise dinâmica inserida num problema de otimização permite a

verificação de um sistema robusto e menos suscetível às alterações decorrentes da inserção da GD. Por meio de contribuições como esta, é possível ampliar a produção de energia elétrica através da conexão de geradores síncronos distribuídos garantindo, com isso, mais confiabilidade e segurança de operação para o sistema como um todo. Assim, esta pesquisa explora o tema da estabilidade transitória angular de geradores distribuídos alocados em redes de distribuição através da análise de um problema de otimização via Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Angular (FPO-RETA), conforme será detalhado nas próximas seções.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral solucionar um FPO-RETA a fim de determinar a operação ótima da rede de distribuição em estudo bem como obter o desempenho mais adequado das unidades de GD alocadas ao sistema, levando-se em consideração critérios tanto de regime permanente (através do estado ótimo da rede e do despacho de potência ótimo fornecidos pelos geradores) como de regime transitório (através da resposta transitória ótima de oscilação eletromecânica referente às unidades de GD).

1.4.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

1. Aplicar um método de discretização numérica para converção das equações diferenciais de *swing* (as quais descrevem o comportamento da máquina síncrona) em equações algébricas;
2. Incluir as equações de *swing* discretizadas como restrições no problema de Fluxo de Potência Ótimo convencional, formando o Fluxo de Potência Ótimo com

Restrições de Estabilidade Transitória (FPO-RETA);

3. Solucionar o problema de FPO-RETA pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-dual (considerando todo o intervalo de tempo em estudo);
4. Desenvolver uma nova metodologia para a formulação do problema de FPO-RETA a partir de uma abordagem baseada na análise da estabilidade transitória no primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor, a qual permitirá uma diminuição no número de variáveis e redução no tempo computacional para convergência do problema;
5. Realizar a implementação do novo algoritmo proposto a partir da formulação do problema de FPO-RETA baseado na análise da estabilidade transitória no primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor;
6. Simular e testar os algoritmos implementados no sistema-teste escolhido para estudo de caso desta pesquisa, tendo em vista diferentes cenários de interesse;
7. Realizar uma análise comparativa entre as duas abordagens de FPO-RETA a partir das simulações realizadas e retirar conclusões acerca da efetividade da nova abordagem proposta.

1.5 Justificativa

Esta pesquisa de mestrado pretende determinar o dimensionamento mais adequado das unidades de GD em termos de injeção de potência ativa e reativa levando-se em consideração critérios de desempenho da rede em regime permanente e das unidades de GD durante o período transitório, o qual é estimulado por conta da incidência de curtos-circuitos, descargas atmosféricas, dentre outras perturbações. Tal problema de otimização é realizado por meio de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) convencional associado à restrições dinâmicas dos geradores acoplados ao sistema. Esta abordagem de inclusão das restrições de estabilidade transitória ao problema de FPO convencional

reflete, porém, num aumento significativo da dimensão do problema, justamente pela abordagem matemática altamente não-linear característica do modelo das equações dinâmicas.

Com isso, a primeira contribuição significativa deste estudo se dá pela busca de otimização de variáveis associadas à operação em regime permanente e transitório do sistema de forma simultânea. Nesse caso, o despacho ótimo de geração de potência ativa e reativa das unidades de GD, o perfil de tensão ótimo da rede, bem como, o ângulo do rotor e velocidade angular das máquinas ao longo do período transitório em estudo, serão otimizados simultaneamente no mesmo problema de otimização. Assim, a abordagem de um problema de otimização considerando a análise dinâmica dos geradores apresenta o benefício de otimizar todos os parâmetros num mesmo problema, conforme dito anteriormente, sendo que tal análise possibilita utilizar uma ferramenta tipicamente empregada em regime permanente num problema que avalia não somente o estado ótimo da rede e o despacho ótimo de geração, mas também permite analisar o desempenho do ponto de vista de oscilação eletromecânica dos geradores.

Outra grande contribuição desta pesquisa se dá pela proposição de uma nova abordagem que pretende melhorar a eficiência computacional para resolução do FPO-RETA, já que o problema clássico do FPO-RETA apresenta dificuldades principalmente no que se refere à dimensionalidade do problema de otimização, apresentando um tempo computacional bastante elevado e grande consumo de memória no processamento computacional do algoritmo. De uma forma geral, este novo algoritmo propõe a solução do FPO-RETA baseado na análise da estabilidade transitória angular na primeira oscilação, tendo em vista um intervalo de tempo até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta. Este algoritmo utiliza o menor número de passos de tempo no período pós-falta, a fim de garantir a estabilidade do ângulo do rotor na primeira oscilação. Nesse sentido, esta nova abordagem fornece também uma precisão mais adequada para o cálculo das cargas modeladas como impedâncias constantes, o que

permite uma resposta ainda melhor no que se refere aos valores ótimos obtidos pelo FPO-RETA. Outras atualizações realizadas ao longo do algoritmo proposto também fornecem uma contribuição significativa em termos de velocidade de processamento e tempo computacional.

Também é possível delimitar motivações práticas acerca da resolução do problema desta pesquisa. Nesse sentido, a determinação do despacho ótimo de geradores síncronos conectados à rede de distribuição se mostra bastante útil para o planejamento da operação e expansão de redes de distribuição realizado pelas concessionárias de energia elétrica como também para os próprios produtores independentes, tendo em vista que a robustez da operação de seus geradores frente à incidência de perturbações pode ser estudada a partir da resolução deste problema.

1.6 Estrutura da dissertação

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

- No Capítulo 2 é apresentado o problema da estabilidade transitória angular de modo a delimitar as análises geralmente efetuadas no que diz respeito aos métodos e critérios tipicamente utilizados para análise da estabilidade transitória angular. Também neste capítulo é apresentada a modelagem matemática típica do sistema realizada tanto para o gerador síncrono como para a rede de distribuição e as cargas do sistema.
- No Capítulo 3 é desenvolvida a metodologia proposta para inserção dos critérios de estabilidade transitória angular no problema do FPO. Neste caso, é realizado primeiramente o estado da arte acerca do que vem se desenvolvendo no tema do FPO-RETA atualmente. Em seguida será abordado o problema de otimização via FPO através do Método dos Pontos Interiores (MPI) versão Primal Dual. E finalmente se desenvolve a formulação matemática do FPO-RETA, destacando o método utilizado para discretização numérica do modelo dinâmico das máquinas

do sistema e o detalhamento do problema de otimização a ser resolvido nesta pesquisa.

- No Capítulo 4 é apresentada uma nova abordagem para a resolução do FPO-RETA, a partir da verificação de um elevado custo computacional na resolução do FPO-RETA clássico (considerando todo o intervalo de tempo em estudo). O novo algoritmo proposto é baseado na análise da estabilidade transitória angular até o primeiro pico de oscilação de modo que um estudo de fundamentação teórica é realizado acerca deste tema. Posteriormente será descrito o algoritmo de forma a apresentar o fluxograma utilizado para implementação desta nova abordagem.
- No Capítulo 5 é apresentado o sistema-teste de geração distribuída estudado e os cenários de interesse desta pesquisa. Ainda neste capítulo são descritos alguns testes preliminares realizados anteriormente às simulações do algoritmo proposto.
- O Capítulo 6 demonstra os testes e análise de resultados referentes aos diferentes cenários realizados a partir da implementação do algoritmo proposto. Os resultados numéricos de tais simulações no sistema-teste são discutidos ao longo do capítulo.
- O Capítulo 7 aborda as considerações finais e conclusão geral do trabalho, também propondo estudos futuros envolvendo diferentes itens abordados nesta dissertação.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Este capítulo apresenta alguns conceitos e fundamentos sobre o problema de estabilidade transitória angular em sistemas elétricos de potência. Primeiramente se discute a representação do sistema elétrico de potência por meio de um modelo matemático que descreve o comportamento eletromecânico do sistema, o qual é elaborado pela composição dos modelos de gerador síncrono, da rede elétrica e das cargas do sistema. São apresentados, em seguida, os conceitos e critérios de avaliação da estabilidade transitória angular. O capítulo se encerra com a descrição de alguns métodos que permitem a avaliação da estabilidade transitória angular, os quais se dividem em métodos baseados na solução numérica do modelo matemático do sistema (métodos indiretos) e em métodos energéticos (ou métodos diretos).

2.1 O problema de estabilidade em sistemas elétricos de potência

A necessidade de se ampliar os sistemas elétricos de potência (SEP) por conta do aumento da demanda de energia elétrica e maior confiabilidade, resultou num maior número de interligações entre os diversos sistemas existentes de geração. No entanto, com o aumento de interligações, verificam-se alguns problemas em termos de operação, tais como aumento significativo das correntes de curto-circuito, risco de blecautes na rede, entre outros. Assim, é de extrema importância o desenvolvimento de estudos que tenham como objetivo o aumento da confiabilidade do sistema através de um melhor planejamento da operação de sistemas bem como o aprimoramento de conhecimentos em sua proteção e condições de estabilidade.

Nesse contexto, os SEP devem ser projetados com o intuito de atender à demanda

de energia requerida pelos consumidores, mantendo tensão e frequência dentro de certos limites. Adicionalmente, tais sistemas devem operar satisfatoriamente não somente em regime permanente, mas também devem prever a incidência de defeitos ou contingências na rede elétrica de maneira a garantir um funcionamento adequado, mesmo em situações incomuns. Tais defeitos podem ser causados por diferentes eventos, como curto-circuitos, rompimento de linhas de transmissão, descargas atmosféricas, entrada ou saída de cargas de grande porte, dentre outros. Com isso, o conjunto de tipos de perturbações que podem interferir no funcionamento estável de um SEP se mostra bastante grande. Os distúrbios vão desde pequenas variações de carga ou geração, podendo ser estas de curta ou longa duração, até grandes perdas de blocos geradores ou cargas, ou até mesmo faltas severas no sistema. A Figura 2.1 demonstra o panorama geral da classificação em categorias referente aos problemas de estabilidade verificados em um SEP. Assim, estudos de estabilidade avaliam o desempenho do sistema elétrico quando há a incidência de perturbações e promovem, com isso, uma melhor previsão de tais anomalias, tornando o sistema mais confiável (BRETAS; ALBERTO, 2000).

Num SEP, o fluxo de potência ativa nas linhas está diretamente relacionado às diferenças angulares dos geradores acoplados à rede. Tais desvios dos ângulos de fase das máquinas não variam com o tempo e permanecem constantes quando o sistema opera em regime permanente. Com isso, os fluxos de potência nas linhas também se mantêm constantes de modo que todas as máquinas síncronas apresentam a mesma velocidade angular. Por esse motivo, a potência elétrica gerada deve ser (na forma ideal) exatamente igual à soma das potências absorvidas nas cargas juntamente com as perdas nas linhas, apresentando o sistema em operação estável. Contudo, caso haja algum distúrbio ou perturbação que altere o balanço de potência do sistema, resta saber então se o sistema retornará à situação de equilíbrio novamente e voltará a operar de forma estável ou se tornará instável se distanciando indefinidamente de um possível ponto de operação (BRETAS; ALBERTO, 2000).



Figura 2.1: Categorias de estudos em estabilidade de SEP. Fonte: (KUNDUR, 1994).

A estabilidade de SEPs pode ser avaliada sob dois pontos de vista. Quando as perturbações são de pequeno porte, deve-se verificar o que se chama de estabilidade dinâmica ou estabilidade a pequenas perturbações, como mostra a Figura 2.1. As pequenas perturbações são definidas como variações pequenas (e bastante comuns) de cargas nas barras do SEP. Nesse caso, é possível linearizar as equações do modelo matemático do sistema em torno de um ponto de operação estável de modo que o modelo linearizado resultante seja constituído por um conjunto de equações diferenciais invariantes no tempo (do tipo $\dot{x} = Ax$). Com isso, a solução deste tipo de problema se dá pela aplicação de técnicas de análise de sistemas lineares, envolvendo o cálculo e análise dos autovalores e autovetores da matriz de estados A .

Por outro lado, quando as perturbações são de grande porte, as não-linearidades do SEP não podem ser desprezadas de forma que, para este caso, é necessário avaliar a chamada estabilidade transitória ou estabilidade a grandes perturbações do sistema. Para isso, o modelo matemático do sistema é constituído por um conjunto de equações

diferenciais não-lineares, sendo a solução desse tipo de problema baseada na teoria de sistemas não-lineares (BRETAS; ALBERTO, 2000; KUNDUR, 1994). Este trabalho se concentra na análise da estabilidade transitória angular (ou, simplesmente, estabilidade transitória), sendo observada a resposta do ângulo do rotor dos geradores à incidência de grandes perturbações, conforme destacado na Figura 2.1.

Assim, estudos de estabilidade transitória angular têm por finalidade investigar a capacidade de geradores síncronos de recuperar um estado de operação em equilíbrio, após ter sido submetido a uma grande perturbação. Sendo assim, a estabilidade de um SEP pode ser analisada observando sua resposta transitória quando da aplicação de um distúrbio severo no sistema (tais como curtos-circuitos, saídas de linhas ou blocos de carga, dentre outras) e verificar, com isso, se as máquinas mantêm o sincronismo. Essa análise se concentra basicamente na habilidade do sistema em desenvolver torques sincronizantes e de amortecimento para que a operação síncrona entre geradores não se desfaça. Nesse contexto, uma resposta instável apresenta um aumento crescente na amplitude das oscilações angulares do rotor da máquina síncrona, levando, com isso, à perda de sincronismo com outros geradores (ZANETTA, 2005). Assim, a preocupação nos estudos de estabilidade transitória volta-se para a manutenção do sincronismo entre as máquinas, considerando um curto período de tempo (alguns segundos, no máximo), justamente para que não se verifiquem prejuízos significativos até que os controladores atuem no sistema.

2.2 Modelagem de sistemas elétricos de potência para estudos de estabilidade transitória angular

Esta seção apresenta a modelagem matemática comumente utilizada para estudos de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. As hipóteses simplificadoras e os modelos de máquina síncrona, de rede elétrica e de cargas adotados para elaboração do modelo matemático do sistema são discutidos nas próximas subseções.

2.2.1 Hipóteses simplificadoras adotadas para o desenvolvimento do modelo

O modelo de sistema elétrico de potência comumente utilizado para estudos de estabilidade transitória baseia-se em algumas hipóteses simplificadoras com intuito de facilitar a modelagem matemática da rede, das cargas e das máquinas síncronas consideradas no sistema. No entanto, é importante salientar que atualmente existem modelos mais detalhados para análise de sistemas elétricos de potência, tais como Neste trabalho, será dado um enfoque maior ao modelo considerando as hipóteses simplificadoras, conforme descrito em (BRETAS; ALBERTO, 2000). Tais simplificações são dadas por:

- Admite-se que a rede 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;
- A máquina síncrona é representada 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;
- Considera-se que o ângulo de fase da tensão atrás da reatância transitória coincide com o ângulo do rotor δ_i ;
- As cargas são representadas por impedâncias constantes, calculadas pelas condições de tensão no período pré-falta, obtidas através de um fluxo de carga. O modelo de impedância constante permite a eliminação dos barramentos de carga e, em consequência disso, permite a obtenção de uma expressão analítica para a potência elétrica injetada pelo gerador ao sistema P_{e_i} ;
- Supõe-se que a potência mecânica produzida pelo gerador P_{m_i} permanece constante, apresentando o seu valor dado no período pré-falta durante todo o intervalo de tempo de interesse.

Seja o sistema elétrico de m barras e n máquinas ilustrado na Figura 2.2. Os fasores $\mathbf{E}'_{q_1}, \mathbf{E}'_{q_2}, \dots, \mathbf{E}'_{q_n}$ são as tensões internas das máquinas localizadas atrás de suas reatâncias transitórias $x'_{d_1}, x'_{d_2}, \dots, x'_{d_n}$. Para a i -ésima máquina do sistema têm-se $\mathbf{E}'_{q_i} = E'_{q_i} \angle \delta_i$, sendo E'_{q_i} o módulo da tensão interna e δ_i o ângulo do rotor da respectiva máquina. Esta representação de máquina síncrona na forma de uma fonte de tensão em série com uma reatância está de acordo com a segunda hipótese simplificadora apresentada anteriormente. Os barramentos associados a estas tensões internas são chamados de barras internas (ou fictícias) do sistema e são adicionados à rede original após resolução do fluxo de carga para a condição de operação de interesse. Ainda na Figura 2.2, $\mathbf{V}_{t_1}, \mathbf{V}_{t_2}, \dots, \mathbf{V}_{t_n}$ são os fasores das tensões terminais dos geradores e $\mathbf{V}_{L_1}, \mathbf{V}_{L_2}, \dots, \mathbf{V}_{L_m}$ são os fasores das tensões nos barramentos de carga. As cargas são representadas por impedâncias constantes $Z_{L_1}, Z_{L_2}, \dots, Z_{L_m}$ e as linhas e transformadores são representados pelo modelo π -equivalente. A Figura 2.2 indica também três matrizes de admitâncias da rede: Y_{bus}, Y_{busL} e Y_{exp} . Estas matrizes são discutidas mais adiante na subseção 2.2.4.

Os módulos das tensões internas (no caso, $E'_{q_1}, E'_{q_2}, \dots, E'_{q_n}$) são determinados em função das condições iniciais do sistema em regime permanente pré-falta, por meio de um estudo de fluxo de carga previamente realizado. Conforme estabelecido pelas hipóteses simplificadoras anteriormente apresentadas, os módulos das tensões internas permanecem constantes durante todo o período transitório. De mesma forma, as impedâncias que representam as cargas também são determinadas por um estudo prévio de fluxo de potência voltado às condições de operação de interesse.

A próxima subseção detalha o processo de cálculo das impedâncias das cargas (ou seja, $Z_{L_1}, Z_{L_2}, \dots, Z_{L_m}$, conforme ilustrado na Figura 2.2) a partir da solução de um fluxo de potência para a condição de operação em regime permanente pré-falta.

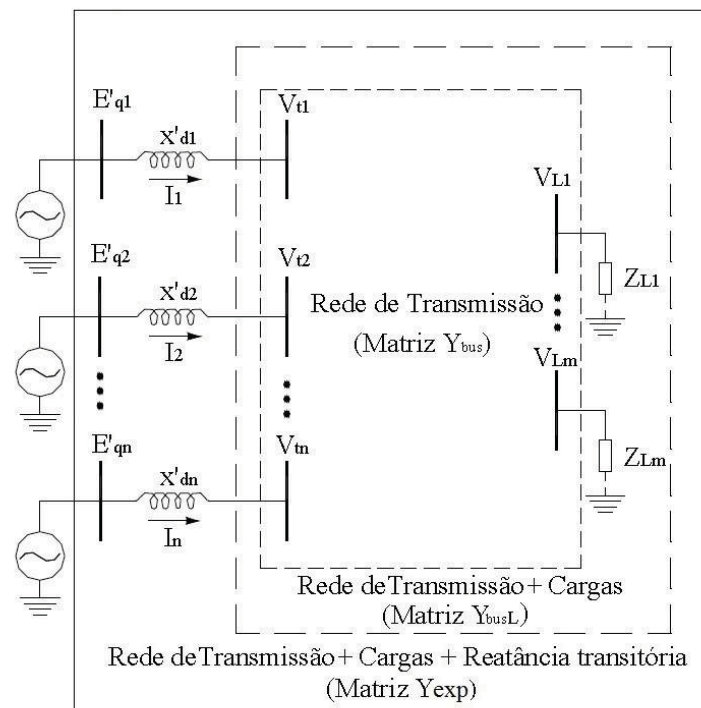


Figura 2.2: Representação de um sistema multimáquinas para estudos de estabilidade transitória. Fonte: (RAMOS, 2002).

2.2.2 Modelo de carga

A modelagem das cargas em sistemas elétricos de potência apresenta-se como um procedimento bastante complexo. Assim, com o intuito de simplificar o processo de modelagem, as cargas são representadas por um modelo estático dado por uma impedância constante para estudos de estabilidade transitória. Isso permite a aplicação de um processo de redução da rede baseado num algoritmo de eliminação de Gauss para eliminar o conjunto de equações algébricas do modelo resultante do sistema elétrico.

A partir da solução de um fluxo de potência para a condição de operação em regime permanente pré-falta de interesse, obtêm-se os fasores das tensões nas barras onde estão acopladas as cargas, ou seja, $V_{L1}, V_{L2}, \dots, V_{Lm}$. Para a i -ésima barra de carga do sistema têm-se $V_{L_i} = V_{L_i} \angle \theta_i$, sendo V_{L_i} e θ_i , respectivamente, o módulo e o ângulo de fase da respectiva tensão de barra. A modelagem das cargas como impedâncias

constantes se apresenta como um circuito RLC linear e passivo. Com isso, tem-se:

$$S_{L_i} = P_{L_i} + jQ_{L_i} = \mathbf{V}_{L_i} \mathbf{I}_{L_i}^*, \quad (2.1)$$

onde,

P_{L_i} : potência ativa demandada pela carga da barra i ;

Q_{L_i} : potência reativa demandada pela carga da barra i ;

S_{L_i} : potência complexa demandada pela carga da barra i ;

\mathbf{I}_{L_i} : fasor da corrente que flui da barra i para a carga.

Assim:

$$P_{L_i} + jQ_{L_i} = \mathbf{V}_{L_i} [\mathbf{V}_{L_i}^* (G_{L_i} - jB_{L_i})] = V_{L_i}^2 (G_{L_i} - jB_{L_i}), \quad (2.2)$$

sendo,

G_{L_i} : condutância da carga conectada à barra i ;

B_{L_i} : susceptância da carga conectada à barra i ;

V_{L_i} : módulo do fasor de tensão da barra i .

A admitância de carga Y_{L_i} pode então ser calculada por meio da seguinte equação:

$$Y_{L_i} = G_{L_i} + jB_{L_i} = \frac{P_{L_i}}{V_{L_i}^2} - j \frac{Q_{L_i}}{V_{L_i}^2}, \quad (2.3)$$

A impedância de carga Z_{L_i} pode, então, ser calculada facilmente por:

$$Z_{L_i} = \frac{1}{Y_{L_i}}. \quad (2.4)$$

A próxima subseção apresenta o processo de cálculo do módulo das tensões internas e da condição inicial do ângulo do rotor dos geradores.

2.2.3 Cálculo do módulo das tensões internas e da condição inicial do ângulo do rotor das máquinas

Após o cálculo das admitâncias das cargas por meio da equação (2.3), faz-se necessário o cálculo do módulo das tensões internas das máquinas (que são constantes ao longo do período transitório), bem como, da condição inicial (ou de regime permanente pré-falta) dos respectivos ângulos do rotor de cada máquina do sistema. Supõe-se, para isto, que os fluxos de potência ativa e reativa, bem como, as magnitudes de tensão e respectivos ângulos de fase nos barramentos do sistema sejam conhecidas como resultado de um fluxo de carga previamente executado.

Considere a Figura 2.3, a qual mostra a representação da i -ésima máquina síncrona conectada a rede elétrica por uma fonte de tensão $E'_{qi} = E'_{qi} \angle \delta_i$ em série com a sua reatância transitória x'_{di} (em conformidade com o sistema apresentado na Figura 2.2). O fasor da tensão terminal da máquina é dado por $V_{ti} = V_{ti} \angle \theta_i$. Considerando os fasores da tensão interna e da tensão terminal em coordenadas retangulares, tem-se:

$$E'_{qi} \angle \delta_i = E'_{qi} \cos(\delta_i) + j E'_{qi} \sin(\delta_i), \quad (2.5)$$

$$V_{ti} \angle \theta_i = V_{ti} \cos(\theta_i) + j V_{ti} \sin(\theta_i) = e_i + j f_i, \quad (2.6)$$

em que,

e_i : parte real do fasor de tensão terminal do i -ésimo gerador;

f_i : parte imaginária do fasor de tensão terminal do i -ésimo gerador.

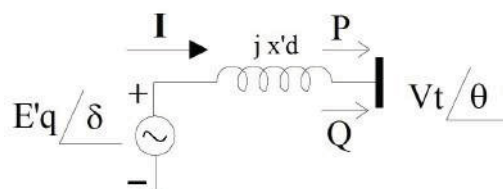


Figura 2.3: Representação simplificada de uma máquina síncrona. Fonte: Autoria própria.

É possível calcular o módulo da tensão interna (ou seja, E'_{qi}) e a condição inicial

do ângulo do rotor a partir da tensão terminal do gerador e das potências ativa (P_i) e reativa (Q_i) fornecidas pela máquina. Pela Figura 2.3, é possível calcular o fasor \mathbf{I}_i por:

$$\mathbf{I}_i = \frac{E'_{qi} \angle \delta_i - V_{ti} \angle \theta_i}{jx'_{di}} = \frac{(E'_{qi} \cos(\delta_i) + jE'_{qi} \sin(\delta_i)) - (e_i + jf_i)}{jx'_{di}}, \quad (2.7)$$

$$\mathbf{I}_i = \frac{-f_i + E'_{qi} \sin(\delta_i)}{x'_{di}} - \frac{j(E'_{qi} \cos(\delta_i) - e_i)}{x'_{di}}. \quad (2.8)$$

Assim, a potência complexa $S_{t_i} = P_i + jQ_i$ na barra terminal do i -ésimo gerador do sistema pode ser calculada por:

$$S_{t_i} = (V_{t_i} \angle \theta_i) \mathbf{I}_i^* = (e_i + jf_i) \left(\frac{-f_i + E'_{qi} \sin(\delta_i)}{x'_{di}} + \frac{j(E'_{qi} \cos(\delta_i) - e_i)}{x'_{di}} \right), \quad (2.9)$$

$$S_{t_i} = P_i + jQ_i = \frac{E'_{qi}(e_i \sin(\delta_i) - f_i \cos(\delta_i))}{x'_{di}} + j \left(\frac{-e_i^2 - f_i^2 + E'_{qi}(e_i \cos(\delta_i) + f_i \sin(\delta_i))}{x'_{di}} \right) \quad (2.10)$$

Da equação (2.10) obtém-se duas expressões cujas incógnitas são o módulo da tensão interna e a condição inicial do ângulo do rotor da i -ésima máquina do sistema. São elas:

$$E'_{qi}(e_i \sin(\delta_i) - f_i \cos(\delta_i)) - x'_{di} P_i = 0, \quad (2.11)$$

$$e_i^2 + f_i^2 - E'_{qi}(e_i \cos(\delta_i) + f_i \sin(\delta_i)) + x'_{di} Q_i = 0. \quad (2.12)$$

2.2.4 Modelo da rede elétrica

Para a modelagem da rede de distribuição considera-se que o período transitório dos fenômenos eletromagnéticos que se manifestam na rede seja mais curto que o período transitório das variáveis eletromecânicas das máquinas síncronas (KUIAVA, 2010). Por conta disso, é possível representar a rede de distribuição como um circuito estático passivo operando em regime permanente senoidal. Além do mais, levando em consideração a hipótese simplificadora apresentada anteriormente para a representação das máquinas síncronas como uma fonte de tensão conectada em série a uma

reatância, é possível representar a rede elétrica por meio de uma equação matricial algébrica na forma:

$$\vec{\mathbf{I}}_n = Y_{red} \vec{\mathbf{E}}_n, \quad (2.13)$$

em que,

$\vec{\mathbf{I}}_n$: vetor de dimensão $n \times 1$ com os fasores das correntes injetadas nas n barras internas dos geradores, ou seja, $\vec{\mathbf{I}}_n = [\mathbf{I}_1 \ \mathbf{I}_2 \ \cdots \ \mathbf{I}_n]'$, como mostra a Figura 2.2;

Y_{red} : matriz de dimensão $n \times n$ de admitância reduzida da rede elétrica;

$\vec{\mathbf{E}}_n$: vetor de dimensão $n \times 1$ com os fasores das tensões internas dos n geradores, ou seja, $\vec{\mathbf{E}}_n = [\mathbf{E}'_{q1} \ \mathbf{E}'_{q2} \ \cdots \ \mathbf{E}'_{qn}]'$.

Para representar a rede de distribuição na forma da equação matricial (2.13) é necessário seguir algumas etapas importantes que envolvem a construção de diferentes matrizes de admitâncias da rede, conforme indicado na Figura 2.2 pelas matrizes Y_{bus} , Y_{busL} e Y_{exp} . Tais etapas são descritas abaixo, lembrando que n é a quantidade de barras internas aos geradores do sistema e r é o número restante de barras (incluindo barras com e sem carga, porém desconsiderando as barras internas dos geradores) da rede:

1. Constrói-se a matriz de admitâncias de barra Y_{bus} de dimensão $r \times r$. Esta matriz Y_{bus} é a mesma utilizada para resolução do problema de fluxo de carga.
2. Adicionam-se à matriz Y_{bus} as admitâncias das cargas, conforme calculadas pela equação (2.3). Como resultado, obtém-se a matriz de admitâncias Y_{busL} de dimensão $r \times r$. É importante observar que as admitâncias das cargas somam-se somente aos elementos da diagonal principal da matriz Y_{bus} ;
3. Criam-se nós adicionais a fim de representar as n barras internas das máquinas. Assim, todas as barras são novamente enumeradas de modo que as n primeiras são agora as barras internas das máquinas. Em decorrência disto, a equação matricial resultante da aplicação da análise nodal na rede se torna expandida,

tendo em vista que n novas barras foram incluídas ao sistema. Tal equação matricial pode ser escrita na forma:

$$\vec{\mathbf{I}}_{\text{exp}} = Y_{\text{exp}} \vec{\mathbf{E}}_{\text{exp}}, \quad (2.14)$$

em que,

$\vec{\mathbf{I}}_{\text{exp}}$: vetor de dimensão $(n + r) \times 1$ com os fasores das correntes injetadas nas $n + r$ barras do sistema;

Y_{exp} : matriz de dimensão $(n + r) \times (n + r)$ de admitâncias expandida da rede elétrica;

$\vec{\mathbf{E}}_{\text{exp}}$: vetor de dimensão $(n + r) \times 1$ com os fasores das tensões nas $n + r$ barras do sistema.

Tendo em vista que as cargas foram inseridas como impedâncias constantes na matriz Y_{exp} , a injeção de corrente em todas as barras é nula, exceto nas n barras internas dos geradores. Portanto, pode-se particionar a matriz Y_{exp} de forma que a equação (2.14) pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} \vec{\mathbf{I}}_n \\ \dots \\ \vec{\mathbf{0}}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_A & \vdots & Y_B \\ \dots & \dots & \dots \\ Y_C & \vdots & Y_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\mathbf{E}}_n \\ \dots \\ \vec{\mathbf{V}}_r \end{bmatrix}, \quad (2.15)$$

em que,

$\vec{\mathbf{V}}_r$: vetor de dimensão $r \times 1$ com os fasores das tensões nas r barras restantes do sistema;

$\vec{\mathbf{0}}_r$: vetor nulo de dimensão $r \times 1$;

Y_A : submatriz de dimensão $n \times n$ da matriz Y_{exp} ;

Y_B : submatriz de dimensão $n \times r$ da matriz Y_{exp} ;

Y_C : submatriz de dimensão $r \times n$ da matriz Y_{exp} ;

Y_D : submatriz de dimensão $r \times r$ da matriz Y_{exp} .

Ao se considerar as reatâncias transitórias dos geradores à matriz Y_{exp} e pela

eliminação das barras de carga do sistema, é possível reduzir a rede às barras internas dos geradores, obtendo a matriz de admitâncias reduzida com dimensão $n \times n$, chamada de Y_{red} . De acordo com (BRETAS; ALBERTO, 2000), pelo fato da injeção de corrente ser igual a zero nas barras do sistema que não apresentam geração, a eliminação destas barras não altera o valor das componentes do vetor \vec{I}_n . A partir de (2.15), obtêm-se as seguintes equações:

$$\vec{I}_n = Y_A \vec{E}_n + Y_B \vec{V}_r, \quad (2.16)$$

$$\vec{0}_r = Y_C \vec{E}_n + Y_D \vec{V}_r, \quad (2.17)$$

Isolando \vec{E}_n na equação (2.17) tem-se

$$\vec{V}_r = -Y_D^{-1} Y_C \vec{E}_n, \quad (2.18)$$

Substituindo (2.18) em (2.16), obtém-se

$$\vec{I}_n = (Y_A - Y_B Y_D^{-1} Y_C) \vec{E}_n = Y_{red} \vec{E}_n. \quad (2.19)$$

A redução da rede pela equação (2.19) é bastante conveniente, já que em geral o número de barras de geração é consideravelmente menor que o número total de barras da rede elétrica. Contudo, a redução do sistema pode ser realizada tal como foi descrita anteriormente somente quando as cargas forem tratadas como admitâncias constantes. Caso contrário, as barras de carga devem ser preservadas na modelagem e o dimensionamento do sistema deve ser mantido em sua totalidade. Em estudos de estabilidade, a redução da matriz de admitâncias deve ser realizada para os três períodos (períodos pré-falta, em falta e pós-falta).

Computacionalmente, o cálculo da matriz inversa Y_D^{-1} pode se tornar bastante complexo e até mesmo inviável em termos de tempo de processamento. Para evitar este problema, a determinação da matriz de admitâncias reduzida Y_{red} pode ser realizada

pelo processo de Eliminação de Gauss.

A determinação da matriz de admitâncias reduzida Y_{red} é de grande importância também para a obtenção de uma expressão analítica para a potência elétrica gerada por cada máquina acoplada ao sistema e que esteja em função apenas das diferenças angulares entre as máquinas. A potência elétrica entregue pela i -ésima máquina à rede elétrica é dada por:

$$P_{e_i} = \text{Re}[\mathbf{E}'_{q_i} \mathbf{I}_i^*], \quad i = 1, \dots, n. \quad (2.20)$$

Desenvolvendo (2.20) usando (2.19) chega-se à expressão da potência elétrica P_{e_i} na forma:

$$P_{e_i} = E'_{q_i} \sum_{j=1}^n E'_{q_j} (B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)). \quad (2.21)$$

em que,

E'_{q_i} : módulo da tensão interna do gerador i ;

E'_{q_j} : módulo da tensão interna do gerador j ;

B_{ij} : parte imaginária do elemento ij da matriz Y_{red} ;

G_{ij} : parte real do elemento ij da matriz Y_{red} ;

δ_i : ângulo do rotor do gerador i ;

δ_j : ângulo do rotor do gerador j .

2.2.5 Modelo de gerador síncrono

As máquinas síncronas são geralmente divididas em duas categorias: máquinas de polos lisos (também chamada de máquina de rotor cilíndrico) e máquinas de pólos salientes. Assim, o tipo de máquina síncrona instalada na unidade geradora depende do tipo da força motriz a ser utilizada pela geração de forma a depender do tipo de turbina adotada. Unidades termoelétricas geralmente utilizam máquinas síncronas de polos lisos, pois as máquinas operam em altas velocidades. Já em unidades

hidroelétricas são empregadas máquinas de polos salientes, uma vez que necessitam de uma operação em baixa velocidade.

É possível observar que sistemas com geração distribuída geralmente se utilizam geradores síncronos com rotor do tipo cilíndrico. Este tipo de gerador opera em altas velocidades rotacionais, o que explica o fato de possuírem poucos polos em sua constituição física. Tais máquinas apresentam a bobina do circuito de campo inserido em ranhuras localizadas ao longo do rotor de maneira que o entreferro seja uniforme. A cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar, por exemplo, utiliza geralmente máquinas síncronas com rotor do tipo cilíndrico. A constituição básica de uma máquina de rotor cilíndrico pode ser verificada na Figura 2.4.

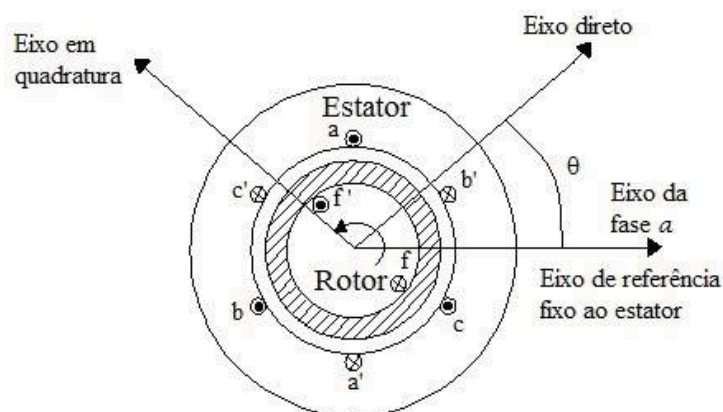


Figura 2.4: Diagrama esquemático de uma máquina síncrona de rotor cilíndrico. Fonte: (KUIAVA, 2010).

A Figura 2.4 representa uma máquina síncrona de rotor tipo cilíndrico de dois polos magnéticos (uma vez que máquinas contendo mais polos podem ser modeladas a partir de uma máquina equivalente de dois polos). Observa-se no esquemático que o enrolamento de armadura é representado pelas bobinas aa' , bb' e cc' localizados no estator bem como o enrolamento de campo é representado pela bobina ff' verificado no rotor. O eixo do rotor, chamado de eixo direto, se apresenta numa posição à 90 graus em avanço do eixo em quadratura. A defasagem angular entre o eixo direto e a referência fixa do estator é medida pelo ângulo θ , o qual varia no espaço e no tempo devido ao movimento giratório do rotor.

Nas equações elétricas da máquinas, as grandezas eletromagnéticas variam de acordo com a posição do rotor em relação ao estator. Por conta disto, tais grandezas são representadas por funções que dependem da posição do ângulo θ do rotor em relação a uma referência fixa ao estator (conforme mostra a Figura 2.4). A característica mecânica de uma máquina síncrona é obtida pela lei de Newton para o movimento rotacional e é usualmente chamada de Equação de *Swing*, conforme mostra a equação (2.22) (KUNDUR, 1994).

$$M_m \ddot{\theta}_m = P_m - P_e, \quad (2.22)$$

em que,

M_m : momento angular do gerador e turbina;

θ_m : posição angular do eixo direto do rotor com relação ao eixo da referência fixa;

P_m : potência mecânica de entrada do gerador;

P_e : potência elétrica fornecida pela máquina.

A equação (2.22) não se mostra conveniente para os estudos de estabilidade transitória pelo fato de adotar uma referência estacionária que varia no espaço e no tempo. Assim, o uso de tal referência faz com que o ângulo θ_m seja uma função senoidal do tempo em condições de regime permanente. Desse modo, uma referência que gira a uma velocidade síncrona será adotada para tornar o modelo mais adequado ao estudo da estabilidade. O novo ângulo do rotor é dado por:

$$\delta_m = \theta_m - (\omega_s t + \alpha), \quad (2.23)$$

onde,

δ_m : ângulo do rotor com relação à referência girante;

ω_s : velocidade síncrona;

α : defasagem angular entre referência fixa e referência girante no tempo $t = 0$.

Assim, em condições de regime permanente, o ângulo do rotor com relação à referência girante será constante. Ao se derivar duas vezes a equação (2.23) com

relação a t , obtém-se as duas equações:

$$\ddot{\delta}_m = \dot{\omega}_m - \omega_s = \omega_m - \omega_s, \quad (2.24)$$

$$\ddot{\delta}_m = \ddot{\theta}_m = \dot{\omega}_m, \quad (2.25)$$

Portanto, a nova equação na referência girante é obtida substituindo (2.25) em (2.22):

$$M_m \dot{\omega}_m = P_m - P_e. \quad (2.26)$$

Como a potência elétrica P_e está em função dos ângulos elétricos da rede, o ângulo mecânico δ_m será convertido para ângulo elétrico δ_e . O ângulo elétrico é o ângulo formado entre a referência girante e o eixo de campo magnético que envolve o rotor, de forma que sua relação com o ângulo mecânico é dada por :

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m, \quad (2.27)$$

onde,

p : número de pólos do rotor.

Por meio de (2.27) pode-se retirar a relação de velocidade angular do rotor do gerador ω_e :

$$\omega_e = \dot{\delta}_e = \frac{p}{2} \dot{\delta}_m = \frac{p}{2} \dot{\omega}_m, \quad (2.28)$$

onde,

p : número de pólos do rotor.

Assim, a equação (2.26) pode ser reescrita como (BRETAS; ALBERTO, 2000):

$$\frac{2M_m}{p} \dot{\omega}_e = M \dot{\omega}_e = P_m - P_e, \quad (2.29)$$

sendo,

$M = \frac{2M_m}{p}$: momento angular.

Outra constante geralmente utilizada pelos fabricantes de máquinas síncronas ao invés de M é a constante de inércia H , em segundos, de maneira que sua relação com o momento angular é:

$$H = \frac{\omega_s M}{2}, \quad (2.30)$$

onde,

$\omega_s = 2\pi f$: velocidade síncrona do sistema.

A partir de (2.30), é possível escrever a equação (2.29) em função da constante de inércia H :

$$\frac{2H}{\omega_s} \dot{\omega} = 2H \dot{\omega}_e = P_m - P_e, \quad (2.31)$$

em que,

$\omega = \frac{\omega_e}{\omega_s}$: velocidade angular do rotor do gerador.

É possível observar que a equação (2.31) foi desenvolvida levando-se em consideração a velocidade do rotor constante ($\omega_m = \text{constante}$). Contudo, ao se negligenciar as variações da velocidade do rotor introduz-se um erro no equacionamento. Deste modo, para compensar o erro, é introduzido na equação (2.31) um termo de amortecimento proporcional às variações da velocidade angular ($D(\omega - 1)$). Portanto, a Equação de *Swing* final que descreve o modelo clássico de uma máquina síncrona afim de determinar o seu comportamento eletromecânico em regime transitório, pode ser descrita por duas equações mecânicas diferenciais de primeira ordem e generalizada 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:

$$\dot{\delta}_i(t) = \omega_s \omega_i(t) - \omega_s, \quad (2.32)$$

$$\dot{\omega}_i(t) = \frac{1}{2H_i} (P_{m_i} - P_{e_i}(t) - D_i(\omega_i - 1)), \quad (2.33)$$

em que,

$\delta_i(t)$: ângulo do rotor da máquina i no instante de tempo t ;

$\omega_i(t)$: velocidade angular da máquina i ;

H_i : constante de inércia da máquina i ;

P_{m_i} : potência mecânica de entrada do gerador i ;

$P_{e_i}(t)$: potência elétrica fornecida pela máquina i ao sistema no instante de tempo t ;

D_i : coeficiente de amortecimento da máquina i .

Neste modelo clássico a máquina é representada por uma fonte de tensão de magnitude constante E'_{q_i} e ângulo δ_i atrás de uma reatância transitória x'_{d_i} , conforme já discutido anteriormente. A potência mecânica produzida pelo gerador P_{m_i} é considerada constante no intervalo de tempo de interesse para estudos de estabilidade transitória angular. Já a potência elétrica injetada pelo gerador ao sistema no instante de tempo t pode ser escrita em função das aberturas angulares das máquinas, conforme já verificado pela equação (2.21), onde a potência elétrica P_{e_i} no instante de tempo t é calculada por:

$$P_{e_i}(t) = E'_{q_i} \sum_{j=1}^n E'_{q_j} (B_{ij} \sin(\delta_i(t) - \delta_j(t)) + G_{ij} \cos(\delta_i(t) - \delta_j(t))). \quad (2.34)$$

em que,

E'_{q_i} : módulo da magnitude da tensão interna do gerador i ;

E'_{q_j} : módulo da magnitude da tensão interna do gerador j ;

B_{ij} : parte imaginária do elemento ij da matriz Y_{red} ;

G_{ij} : parte real do elemento ij da matriz Y_{red} ;

$\delta_i(t)$: ângulo do rotor do i -ésimo gerador no instante t ;

$\delta_j(t)$: ângulo do rotor do j -ésimo gerador no instante t .

Na Equação (2.33), a diferença $(P_{m_i} - P_{e_i})$ corresponde à potência acelerante da máquina, dado por $P_a(t)$, quando a máquina opera como gerador. Dessa forma, se a potência mecânica produzida pelo gerador P_{m_i} se apresenta maior do que a potência elétrica fornecida para rede elétrica P_{e_i} , então a máquina apresenta aceleração positiva. Já, quando ocorre o oposto, P_{m_i} menor que P_{e_i} , a aceleração se mostra negativa, o que corresponde que a máquina está desacelerando. Em regime permanente, os valores

de P_{m_i} e P_{e_i} são iguais e, por isso, a potência acelerante será nula e com velocidade constante. Nesse contexto, a incidência de contingências e perturbações no sistema promovem um desbalanço entre as potências mecânica e elétrica, o que provoca uma aceleração ou desaceleração do rotor. Assim, torna-se bastante relevante estudos no que diz respeito à velocidade angular bem como a posição angular do rotor a fim de avaliar a estabilidade transitória do sistema.

2.3 Etapas realizadas para a modelagem do sistema

O conjunto de etapas a seguir resume o processo necessário para obtenção do modelo matemático do sistema para estudos de estabilidade transitória angular:

1. Executa-se um fluxo de potência para determinar a condição de operação de regime permanente no período pré-falta;
2. Com o resultado do fluxo de carga, é possível calcular o módulo dos fasores das tensões internas dos geradores e da condição inicial dos ângulos dos rotores dos geradores pela resolução das equações (2.11)-(2.12) elaboradas para cada gerador do sistema. Além do mais, a partir da solução de fluxo de carga é possível obter os fasores de tensão nas barras, o que permite calcular as admitâncias das cargas por meio da equação (2.3);
3. Realiza-se a modelagem da rede reduzida. Primeiramente realiza-se o cálculo das matrizes de admitâncias expandida Y_{exp} para as condições pré-falta, em falta e pós-falta, considerando as admitâncias da rede e das cargas bem como as admitâncias provenientes das reatâncias transitórias dos geradores e nós internos (fictícios) das máquinas do sistema. Posteriormente eliminam-se todos os nós do sistema exceto as barras internas dos geradores, de forma a se obter as matrizes de admitância reduzida Y_{red} para cada condição da rede, conforme a equação (2.19);

4. As equações diferenciais (2.32) e (2.33), em conjunto com a equação (2.34), são então escritas para cada gerador conectado ao sistema e para cada período de análise de estabilidade transitória, ou seja, os períodos pré-falta, em falta e pós-falta.

A partir deste conjunto de passos, é possível obter um modelo matemático do sistema para estudos de estabilidade transitória. Os métodos existentes para a realização de tais estudos são descritos na próxima seção.

2.4 Métodos de análise da estabilidade transitória angular

Existem duas abordagens típicas para estudos de estabilidade transitória angular: métodos baseados na resolução numérica das equações diferenciais ordinárias (EDOs) do modelo do SEP e os métodos energéticos, que são baseados em função da energia do sistema. Estes últimos são conhecidos como métodos diretos, não exigindo a solução numérica de EDOs, sendo mais utilizados em situações de operação em tempo real (BRETAS; ALBERTO, 2000), onde são exigidas soluções rápidas indicando variáveis importantes como o tempo crítico de abertura. Para situações de estudos de planejamento, os métodos baseados em soluções numéricas são os mais indicados, possibilitando a utilização de modelos mais completos dos sistemas.

As soluções baseadas no domínio do tempo são utilizadas em estudos mais detalhados de planejamento, já que quanto maior o sistema analisado, maior o tempo computacional despendido. Este problema acontece em decorrência da solução numérica iterativa das equações diferenciais, as quais contam com todas as não-linearidades provindas da dinâmica envolvida. Contudo, as simulações no domínio do tempo são reconhecidas também como as melhores ferramentas de análise de estabilidade transitória em termos de exatidão, confiabilidade e capacidade de modelagem, tendo em vista que os efeitos de saturação das máquinas, transformadores e controladores podem mais facilmente ser abordados nos estudos de estabilidade (CHAN; CHEUNG;

SU, 2002).

A análise da estabilidade transitória a partir de soluções baseadas no domínio do tempo se mostra, geralmente, bastante lenta computacionalmente para problemas em tempo real, já que inúmeras soluções numéricas das EDOs devem ser executadas para a determinação do tempo crítico de abertura do sistema de proteção. Nesse contexto, os métodos diretos são mais adequados a aplicações em tempo real pois são técnicas capazes de analisar a estabilidade de sistemas, sem recorrer à solução de EDOs. Alguns exemplos da aplicação da técnica de métodos diretos são as técnicas PEBS (*Potencial Energy Boundary Surface*) e o BCU (*Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point*), utilizados por (LE-THANH et al., 2008) em sua abordagem híbrida. Ambas as técnicas utilizam funções de energia como base de seus critérios.

2.5 Critérios para análise da estabilidade transitória angular

Diversos critérios podem ser utilizados para análise da estabilidade transitória angular em sistemas de potência. Alguns índices de estabilidade transitória (IET) são empregados como parâmetro para determinar se o sistema é estável do ponto de vista da análise dinâmica de geradores síncronos. Geralmente, de acordo com (XU et al., 2012), os IET são classificados em três categorias.

1. Desvio máximo no ângulo do rotor durante um período transitório;
2. Energia transitória, a qual é determinada pela energia cinética e energia potencial logo após a incidência da perturbação;
3. Margem de estabilidade, derivada da aplicação do critério das áreas iguais para um sistema equivalente constituído de uma máquina síncrona conectada a uma barra infinita por meio de uma linha de transmissão.

Uma das principais abordagens dos estudos de estabilidade transitória é a análise das diferenças máximas nos ângulos das máquinas entre si, sendo que, para isto, é

necessária a definição de uma referência angular no sistema, em relação a qual estas diferenças são calculadas. Em geral, utiliza-se como referência uma máquina arbitrária do sistema, normalmente a de maior potência ou a mesma máquina utilizada como referência nos estudos de fluxo de potência. Contudo, esta escolha implica na perda da informação da evolução transitória da máquina de referência. Assim, ao invés de tomar o ângulo de uma máquina como referência, pode-se utilizar o Centro de Inércia (CI) do sistema como referência angular. Deste modo, o ângulo do CI do sistema (δ^{CI}) é definido por

$$\delta^{CI} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^m M_i \delta_i, \quad (2.35)$$

em 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 .

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

$$\Delta \delta_i^{CI} = \delta_i - \delta^{CI}. \quad (2.36)$$

Para análise de estabilidade transitória, geralmente se emprega a noção de única máquina equivalente (UME) no SEP estudado. De acordo com (ZARATE-MINANO et al., 2010), o método UME envolve uma técnica de análise de estabilidade transitória cujo procedimento é bastante simples e eficiente. A cada passo da simulação no domínio do tempo, o critério UME separa o sistema de várias máquinas dentro de dois grupos: (1) o grupo de máquinas prestes a perder o sincronismo (máquinas críticas) e (2) todas as outras máquinas (máquinas não-críticas). Nesse contexto, a máxima diferença entre dois ângulos do rotor adjacentes indica exatamente o limite entre os dois grupos de máquinas. Para isso, todos os geradores cujo ângulo do rotor seja maior que um determinado ângulo crítico, fazem parte do grupo de máquinas críticas, enquanto que todos os geradores que apresentam ângulo do rotor menor, fazem parte

do grupo de máquinas não-críticas. Em seguida, os dois grupos são substituídos por um sistema equivalente de uma máquina conectada à barra infinita (UMBI) de forma que a estabilidade transitória é determinada através da aplicação do critério das áreas iguais (CAI). Desta maneira, de uma forma geral, pode-se dizer que o método UME estabelece um conjunto de condições baseado no sistema equivalente de uma máquina conectada à barra infinita em que a estabilidade transitória é determinada através no critério das áreas iguais.

2.5.1 Estabilidade de um sistema de uma máquina contra barra infinita

O barramento infinito é definido como uma máquina que possui capacidade de geração de potência ilimitada bem como uma inércia também infinita. Com isso, a velocidade angular do barramento infinito se torna constante, independentemente da potência fornecida. Nesse sentido, tal barramento se apresenta como uma referência angular ao sistema inteiro, conforme mostra a Figura 2.5. De uma maneira geral, grandes sistemas podem ser considerados barramentos infinitos ao serem comparados à pequenos geradores conectados a eles.

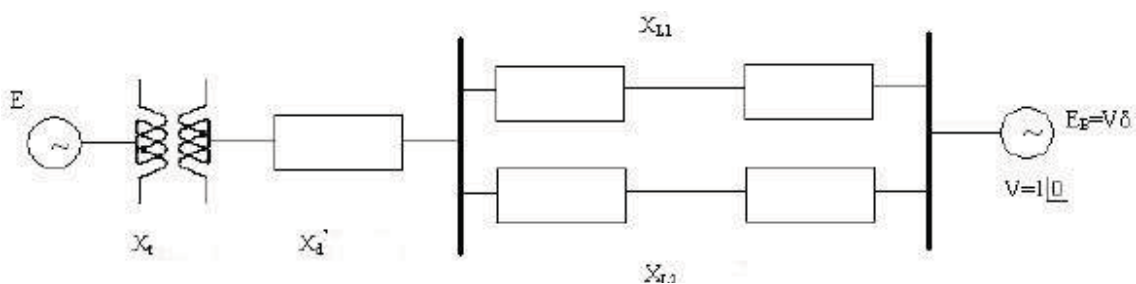


Figura 2.5: Uma máquina contra barramento infinito. Fonte: autoria própria.

Na Figura 2.5 considera-se que a máquina está interligada a um grande sistema, ou seja, um barramento infinito (representado pelo gerador à direita), através de uma linha de transmissão dupla. Suponha que no tempo t_0 ocorra um curto-circuito trifásico numa das linhas de modo que o defeito é eliminado no tempo t_a por meio da abertura dos disjuntores localizados nos extremos da linha de transmissão. Nesse contexto, estudos

de estabilidade transitória se concentram em determinar o tempo crítico de abertura t_c que ainda garanta o sincronismo entre gerador e barra infinita. Como o barramento infinito atua como referência angular do sistema, geralmente escolhe-se esta barra para atuar como barra de referência do sistema de modo que a tensão é 1.0 p.u. com ângulo de 0 graus. Vale salientar que o barramento infinito não possui equação dinâmica já que sua velocidade angular e ângulo do rotor permanecem constantes, independente das condições de carga.

O processo utilizado para determinar o tempo crítico de abertura dos disjuntores t_c consiste em realizar diversas soluções numéricas das equações diferenciais de forma a observar o comportamento angular das máquinas. Esse procedimento é bastante lento e demanda um elevado tempo computacional. Assim, este método, chamado de *Método Passo a Passo*, somente é utilizado em sistemas *off-line* de projeto e planejamento. Contudo, o esforço dos pesquisadores se concentra na criação de métodos computacionais que se adequem a aplicações *on-line*. Assim, ações de correções poderão ser efetuadas em tempo real, evitando que os sistemas se tornem instáveis (BRETAS; ALBERTO, 2000).

2.6 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou alguns conceitos acerca da análise da estabilidade em sistemas de potência de forma a detalhar o modo como tradicionalmente este estudo é realizado principalmente na avaliação da estabilidade de um gerador síncrono quando o sistema (a que esta máquina está acoplada) sofre uma grande perturbação. Com isso, discutiu-se a modelagem clássica de um sistema multimáquinas para estudos de estabilidade transitória angular, destacando a maneira como é representada a rede e cargas do sistema bem como o modelo utilizado para representação do gerador síncrono no sistema. Com a determinação do modelo do sistema, apresentaram-se alguns critérios e métodos que são geralmente empregados na avaliação da estabilidade

transitória angular em sistemas elétricos.

É possível observar que a análise dinâmica em sistemas de potência permite uma avaliação da estabilidade com relação ao desempenho do gerador em regime transitório a partir de um dado fixo e constante de potência ativa e reativa fornecida pelo gerador ao sistema e apresentada em regime permanente. Assim, nota-se que o montante de potência ativa e reativa fornecidos pelo gerador em regime permanente pré-falta se configura uma grande influência para a resposta de oscilação eletromecânica em regime transitório.

Neste ponto surge um questionamento: qual a potência ativa máxima que o gerador pode fornecer à rede elétrica de modo que o mesmo responda de forma estável (sob o ponto de vista de estabilidade transitória angular) a perturbações de grande magnitude, ao mesmo tempo que critérios de desempenho em regime permanente (como perfil de tensão e redução de perdas por aquecimento nas linhas) da rede sejam também atendidos? A resposta a esta questão pode ser obtida a partir da resolução de um problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular, o qual será discutido no próximo capítulo. Nesse caso, o despacho ótimo de geração de potência ativa e reativa dos geradores, o perfil de tensão da rede, bem como, o ângulo do rotor e velocidade angular das máquinas ao longo do período transitório em estudo serão otimizados simultaneamente em um único problema de otimização.

O próximo capítulo apresenta a formulação do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular proposta neste trabalho.

CAPÍTULO 3

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada para a inserção dos critérios de estabilidade transitória angular (abordados no Capítulo 2) no problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), o que leva à formulação do problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular (FPO-RETA). Uma revisão bibliográfica de trabalhos existentes na literatura que abordam o problema de FPO-RETA é feita na seção 3.1. As seções seguintes se concentram na formulação matemática do FPO-RETA utilizada nesta pesquisa.

3.1 Revisão de literatura

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tem sido uma importante ferramenta para estudos envolvendo operação de sistemas elétricos em redes de distribuição. A principal proposta de um FPO é determinar o estado ótimo de operação de um sistema a partir de uma função objetivo de forma a respeitar os limites operacionais pré-estabelecidos, o que garante uma operação segura e econômica. É possível observar na literatura que o conjunto de restrições consideradas num problema de otimização é geralmente determinado por limites operacionais físicos e estáticos. Porém, nos últimos anos, por questões de proteção contra ocorrências de perturbações severas no sistema, tem-se desenvolvido grande interesse em problemas de FPO envolvendo restrições de segurança dinâmicas, como limites de estabilidade transitória (XU et al., 2012).

No entanto, a modelagem matemática de um Fluxo de Potência Ótimo considerando Restrições de Estabilidade Transitória Angular (FPO-RETA) se torna bastante complexa,

devido a natureza altamente não-linear das equações que descrevem o comportamento transitório angular de geradores síncronos, além das mesmas não serem de natureza algébrica, mas sim diferencial, conforme já foi apresentado no Capítulo 2. Outra limitação encontrada ao se considerar tais restrições dinâmicas num FPO se dá pela possibilidade de ocorrência de problemas de convergência computacional, já que a região de solução viável torna-se bastante restrita. Em outras palavras, um FPO-RETA é um problema de otimização não-linear, contendo em sua formulação equações algébricas e diferenciais que são de difícil resolução, mesmo para sistemas de potência de pequeno porte.

Desse modo, os principais problemas de um FPO-RETA podem ser descritos genericamente por meio de dois pontos importantes: (1) como modelar matematicamente equações diferenciais que representam o comportamento dinâmico de um sistema em um problema de otimização, tradicionalmente caracterizado apenas por equações de natureza algébrica; e, (2) como garantir soluções viáveis, já que se tratam de estruturas de soluções altamente não-lineares e não-convexas, caracterizadas pela dificuldade de se encontrar soluções ótimas globais (XU et al., 2012).

Em decorrência de tais problemas enfrentados na formulação matemática de um problema de FPO-RETA, (ZARATE-MINANO et al., 2010) apresenta dois aspectos importantes no que diz respeito às metodologias empregadas neste estudo¹. São eles: (1) como são incluídas as equações dinâmicas de estabilidade transitória como restrições de um FPO convencional e; (2) como é realizada a avaliação da estabilidade transitória do sistema em estudo. Estes dois pontos são discutidos a seguir:

- 1. Inclusão das Restrições de Estabilidade Transitória no FPO:** observa-se que em (CHEN et al., 2001; SUN; XINLIN; WANG, 2004; XIA; CHAN; LIU, 2005; PIZANO-MARTINEZ; FUERTE-ESQUIVEL; RUIZ-VEGA, 2011) há a conversão do problema do FPO-RETA original num problema de otimização com uma restrição

¹Esta análise exposta por (ZARATE-MINANO et al., 2010) se mostra como um desdobramento metodológico dos problemas destacados por (XU et al., 2012) de forma que a pesquisa geralmente volta-se para a metodologia específica adotada como tentativa para solução do problema do FPO-RETA.

equivalente baseada em técnicas de transformação funcional. Este parece ser um método bastante eficiente para sistemas de grande porte. Em (SCALA; TROVATO; ANTONELLI, 1998; GAN; THOMAS; ZIMMERMAN, 2000; JIANG; HUANG, 2010; LIU et al., 2013; XIA; WEI, 2012; JIANG; GENG, 2010) os autores convertem o modelo dinâmico e diferencial das máquinas síncronas num conjunto de equações algébricas que descrevem o comportamento dinâmico do sistema em um intervalo de tempo de interesse. Assim, este conjunto de equações dinâmicas na forma algébrica é inserido como restrições de estabilidade transitória no problema do FPO. Dessa forma, nota-se que a dimensão do problema aumenta de forma significativa, uma vez que quanto menor for o passo de tempo de integração utilizado dentro do intervalo em estudo, maior será o número de variáveis e restrições do problema. Nesse sentido, quanto maior a precisão da resposta oscilatória da máquina, maior será a dimensão do problema de otimização e, por consequência, maior o custo computacional. Esta abordagem de discretização do modelo dinâmico das máquinas por meio de técnicas de integração numérica também é estendido para sistemas considerando multicontingências, como pode ser observado em (YUAN; KUBOKAWA; SASAKI, 2003). No entanto, tal número de restrições de estabilidade transitória é reduzido significativamente por meio do emprego da matriz admitância reduzida, conforme é utilizado por (YUAN; KUBOKAWA; SASAKI, 2003; JIANG; GENG, 2010; ZARATE-MINANO et al., 2010; LIU et al., 2013; JIANG; HUANG, 2010; XIA; WEI, 2012).

- 2. Avaliação da Estabilidade Transitória (*Transient Stability Assessment*):** a avaliação da estabilidade transitória pode ser realizada a partir de três procedimentos comumente verificados na literatura. (i) Método por simulações no domínio do tempo, conforme pode ser visto em (GAN; THOMAS; ZIMMERMAN, 2000; YUAN; KUBOKAWA; SASAKI, 2003; JIANG; GENG, 2010; LIU et al., 2013; JIANG; HUANG, 2010; XIA; WEI, 2012). Este método permite considerar o modelo dinâmico completo e permite checar se os desvios do ângulo do rotor entre máquinas estão dentro de um intervalo específico; (ii) Método pela função de

energia transitória (*Transient Energy Function*) e energia potencial dos limites de superfície (*Potencial Energy Boundary Surface*) apresentados em (SCALA; TROVATO; ANTONELLI, 1998; BRUNO; TUGLIE; SCALA, 2002; BEDRINANA; PAUCAR; CASTRO, 2007). As técnicas utilizadas para esta análise reduzem consideravelmente o tempo computacional, no entanto a principal limitação se dá na construção da função viável de Lyapounov e na definição do domínio de estabilidade; e, (iii) Métodos híbridos, verificados em (RUIZ-VEGA; PAVELLA, 2003; MARIA; TANG; KIM, 1990; PAVELLA, 1998; ZHANG; DUNN; LI, 2007; CAI; CHUNG; WONG, 2008; ZARATE-MINANO et al., 2010; XU et al., 2012). Esta análise faz uma espécie de combinação entre a análise no domínio do tempo em (i) e os métodos pela função de energia transitória em (ii).

Neste trabalho, as restrições de estabilidade transitória angular são incluídas ao problema de FPO por meio da aplicação de um método de discretização numérica para transformar as equações dinâmicas inicialmente diferenciais em equações algébricas. As equações algébricas resultantes são então incluídas a uma formulação tradicional de FPO, resultando em um problema de FPO-RETA. A formulação matemática do FPO-RETA proposto neste trabalho é discutida nas próximas seções.

3.2 Formulação geral de um Fluxo de Potência Ótimo

O fluxo de potência ótimo é utilizado como ferramenta para resolver diversos problemas nos quais procura-se otimizar uma função objetivo, satisfazendo restrições físicas, operacionais e de segurança do sistema elétrico. É uma técnica computacional largamente utilizada na análise de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência. Um FPO é modelado com restrições de igualdade e desigualdade. As restrições de igualdade são representadas por equações de balanço de potência ativa e reativa, podendo ser modeladas de forma linearizada ou não linear. Já as restrições de desigualdade, elas são determinadas por limites físicos (como limites de geração de

potência ativa e reativa, limites nos valores dos *taps* dos transformadores ou limites de transmissão de potência ativa e reativa nas linhas) e limites operacionais do sistema (como limites das magnitudes de tensões nos barramentos).

Diferente de um problema clássico de fluxo de carga, que necessita da especificação de algumas variáveis, tais como magnitudes de tensão e potência ativa nas barras de geração (barras PV), o FPO trata estes parâmetros como variáveis que podem admitir valores que se encontrem dentro de uma faixa pré-estabelecida. Para tanto, o FPO, como todo problema de otimização, procura maximizar ou minimizar uma função objetivo, atendendo simultaneamente a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade. As variáveis de controle, associadas à função objetivo, podem ser determinadas por diversos parâmetros, tais como geração de potências ativa e reativa, controle do perfil de tensão, ângulos defasadores, controle de *tap* de transformador, entre outros. Assim, a formulação de um FPO pode ser dado genericamente como:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar } f(u) \\ &\text{sujeito a } g(u) = 0 \\ &\quad \underline{h} \leq h(u) \leq \bar{h}, \end{aligned}$$

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, apresentadas por limites técnicos e de segurança.

No caso específico deste trabalho, a função objetivo $f(u)$ incorporada ao problema de otimização levará em consideração a minimização das perdas por aquecimento nos ramos da rede de distribuição, minimização do despacho de potência reativa e a maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema. No FPO-RETA, além destes critérios de desempenho em regime permanente (descrito

pelo FPO convencional), também são levados em conta critérios de desempenho na resposta transitória a grandes perturbações (regime transitório), através da inserção de restrições dinâmicas ao sistema, conforme será detalhado na seção seguinte. Porém, antes disto, a próxima subseção discute sobre o método dos pontos interiores (versão primal-dual) que foi o método escolhido neste trabalho para resolução do problema FPO-RETA.

3.2.1 Método dos pontos interiores versão primal-dual

A ideia de Pontos Interiores já era conhecida desde a década de 1960 quando (FIACCO; MCCORMICK, 1968) propuseram um método para programação não-linear no qual as restrições de desigualdades eram penalizadas por uma função barreira logarítmica. No entanto, o grande impulso na aplicação dos Métodos de Pontos Interiores (MPI) teve início na década de 1980. Desde 1984, com a introdução do algoritmo polinomial para problema de programação linear proposto por (KARMARKAR, 1984), o Método dos Pontos Interiores (MPI) tem sido largamente utilizado na solução numérica de problemas de otimização como, por exemplo, o Fluxo de Potência Ótimo. O MPI para programação linear, introduzido por (KARMARKAR, 1984), apresentou resultados até 50 vezes mais rápidos que o Método Simplex de forma que várias extensões deste método foram propostas ao longo dos anos. Posteriormente, (GONZAGA, 1992) propôs um algoritmo onde a busca se faz pela combinação da direção de redução de custo com a direção de centralização. E no mesmo ano, (MEHROTRA, 1992) incorpora ao MPI a técnica de predição e correção.

Desde então, muitos trabalhos vêm surgindo, sedimentando cada vez mais a aplicação destes métodos para resolver problemas de otimização em Sistemas Elétricos de Potência. Os métodos de Pontos Interiores se baseiam em transformar as restrições de desigualdade de um problema de otimização em restrições de igualdade por meio da introdução de variáveis de folga não-negativas. Estas, por sua vez, são justapostas à função objetivo através da introdução da função barreira logarítmica. A função

Lagrangeana é então montada para o problema modificado, considerando-se tanto as restrições de igualdade originais quanto as restrições de desigualdade modificadas. As condições necessárias de otimalidade de primeira ordem ou condições de Karush Kuhn Tucker (KKT) são derivadas com base nessa função Lagrangeana e o algoritmo de otimização busca obter o ponto de solução destas condições.

O MPI é bastante reconhecido pelo seu bom desempenho na resolução de problemas de natureza não-linear de grande porte (FERNANDES, 2004). Por conta disso, tal método foi escolhido como técnica para solucionar o FPO-RETA proposto por este trabalho.

Para se aplicar o MPI, deve-se realizar algumas modificações no problema de otimização apresentado anteriormente:

1. Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga. As restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$h(u) - \underline{h} - \underline{s} = 0,$$

$$h(u) - \bar{h} + \bar{s} = 0,$$

onde,

\bar{s} e \underline{s} : variáveis de folga estritamente positivas.

2. A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero. O problema modificado passa a ser assim

representado:

$$\begin{aligned} \text{minimização} \quad & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(\underline{s}) + \ln(\bar{s})] \\ \text{sujeito a} \quad & g(u) = 0 \\ & h(u) - \underline{h} - \underline{s} = 0 \\ & h(u) - \bar{h} + \bar{s} = 0, \end{aligned}$$

onde,

$ndes$: número de restrições de desigualdade;

μ : parâmetro barreira.

3. A função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(u, \lambda, \underline{\pi}, \bar{\pi}, \underline{s}, \bar{s}) = & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(\underline{s}) + \ln(\bar{s})] + \lambda^T g(u) + \underline{\pi}^T [h(u) - \underline{h} - \underline{s}] + \\ & \bar{\pi}^T [h(u) - \bar{h} + \bar{s}], \end{aligned}$$

onde,

λ : vetor de dimensão ($nig \times 1$) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade;

$\underline{\pi}$: vetor de dimensão ($ndes \times 1$) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos;

$\bar{\pi}$: vetor de dimensão ($ndes \times 1$) composto pelos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos;

nig : número de restrições de igualdade.

4. Aplicam-se as condições de otimalidade à função lagrangeana e soluciona-se o problema através do Método de Newton.

3.3 Formulação matemática do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular

Nesta seção é detalhada a formulação matemática do FPO-RETA, considerando as restrições de regime permanente bem como as restrições dinâmicas (compostas pelas equações de estabilidade transitória discretizadas já no modelo algébrico e as equações de condições iniciais do ângulo do rotor e tensões internas das máquinas). Nesse sentido, também é demonstrado o modo como as equações *swing* diferenciais foram discretizadas para torná-las algébricas através da aplicação de um método de integração numérica. A formulação matemática do FPO-RETA apresentada nos tópicos seguintes, mostra em detalhes a função objetivo, bem como, as restrições de igualdade e desigualdade referentes à operação em regime permanente e regime transitório empregadas no caso específico deste trabalho.

3.3.1 Função objetivo

Neste trabalho em específico, o problema de FPO-RETA incorpora uma função objetivo $f(u)$ constituída de três parcelas distintas:

$$f(u) = g(f_1, f_2, f_3), \quad (3.1)$$

sendo que:

f_1 : minimização de perdas ativas nos ramos do sistema;

f_2 : maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

f_3 : minimização no despacho de potência reativa das unidades de GD conectadas ao sistema.

O critério de escolha de cada um dos termos da função objetivo foi baseado em benefícios técnicos e econômicos considerados tanto do ponto de vista da concessão-

nária de energia elétrica como do produtor independente, o qual realiza a produção de energia por meio da GD. A minimização de perdas nos ramos do sistema (dado por f_1) se mostra bastante relevante pois acarreta diretamente numa diminuição de custos de operação, o que é vantajoso principalmente para a concessionária que administra a rede de distribuição. Já a maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD (dado por f_2) tende a reduzir o montante de potência ativa vinda da subestação (e, conseqüentemente, dos sistemas de transmissão e geração). Além disso, quanto maior a geração de potência ativa das unidades de GD, maior o lucro recebido pelos produtores independentes pela venda de energia à concessionária ².

Por fim, a minimização da potência reativa injetada na rede pelas unidades de GD (dado por f_3) tende a reproduzir um comportamento visto na operação destas unidades, que é a operação com fator potência o mais próximo do unitário, de modo que as unidades de GD não se responsabilizem pelo controle de reativos da rede elétrica.

A concessionária protege-se contra a ocorrência de reativos elevados nas linhas impondo ao produtor independente um fator de potência próximo ao unitário de acordo com regulamentação dada pelo módulo 8 do PRODIST estabelecido pela (ANEEL. . . , 2015). Quando se verifica um fator de potência fora do valor estabelecido é cobrado um excedente de energia reativa, a título de ajuste. Assim sendo, a melhoria do fator de potência de uma instalação representa não apenas uma melhor utilização dos circuitos de distribuição da concessionária, mas também uma forma de reduzir as despesas com o fornecimento de energia caso esteja fora do valor regulamentado. Além disso, o fator de potência de operação da GD deve ser encarado como um recurso de otimização da operação de todo o sistema. Enquanto se deseja minimizar a circulação de reativos pelo sistema, a geração descentralizada de potência reativa se constitui num excelente recurso para a manutenção dos níveis de tensão em limites estreitos e aceitáveis e

²É importante salientar que a função de minimização de perdas nos ramos (f_1) se dá no sistema inteiro de forma a considerar também o alimentador da rede (onde se concentra a maior capacidade de fornecimento de energia) e não somente as unidades de GD (como é o caso da função objetivo f_2). Maximizar a potência ativa das unidades de GD (f_2) significa maximizar a potência ativa gerada localmente, próxima das cargas, o que naturalmente faz reduzir as perdas nas linhas (f_1), pois reduz a quantidade de potência ativa injetada pela subestação. Nesse sentido as funções f_1 e f_2 parecem se complementar

também como elemento de redução de perdas técnicas.

Assim, com a maximização da injeção de potência ativa (f_2) combinada à minimização da injeção de potência reativa das unidades de GD (f_3) procura-se aproximar os valores de despacho ativo e reativo de tal forma que a operação das unidades de GD estabeleçam um valor de fator de potência dentro da faixa permitida de maneira a priorizar o maior despacho possível de potência ativa. A função objetivo (3.1) é descrita matematicamente por (3.2):

$$f(P_{Gi}, Q_{Gi}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{DG}+1} P_{Gi} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{DG}} (P_{Gi_{max}} - P_{Gi})^2 + \omega_{minQ_G} \sum_{i=1}^{N_{DG}} Q_{Gi}, \quad (3.2)$$

onde,

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

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

N_{DG} : número de unidades de GD alocadas no sistema;

$P_{Gi_{max}}$: capacidade máxima do i -ésimo gerador;

ω_p : peso atribuído à função objetivo f_1 referente à minimização de perdas ativas nos ramos do sistema;

ω_{maxP_G} : peso atribuído à função objetivo f_2 referente à maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

ω_{minQ_G} : peso atribuído à função objetivo f_3 referente à minimização no despacho de potência reativa das unidades de GD conectadas ao sistema.

3.3.2 Equações de balanço de potência ativa e reativa

As equações de balanço de potência ativa e reativa são formuladas utilizando a representação retangular para os fasores de tensão. O detalhamento desta modelagem pode ser visto em (FERNANDES, 2004).

$$\mathbf{V}_i = e_i + jf_i \quad i = 1, \dots, nb, \quad (3.3)$$

onde,

V_i : fasor da tensão na barra i ;

e_i : parte real do fasor da tensão na barra i ;

f_i : parte imaginária do fasor da tensão na barra i ;

nb : número total de barras do sistema.

Sendo assim, as restrições de fluxo de potência ativa e reativa são descritas em função dos fasores de tensão de cada barramento do sistema em coordenadas retangulares e na forma matricial. Os vetores de fluxo de potência ativa (\vec{P}) e reativa (\vec{Q}) apresentam dimensão $(nb \times 1)$ e são dados por:

$$\vec{P} = \vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*], \quad (3.4)$$

$$\vec{Q} = \vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus}\vec{V})^*], \quad (3.5)$$

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 de potência ativa em cada barra da rede;

\vec{Q}_D : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as demandas de 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 $nb \times nb$.

3.3.3 Equações *Swing* discretas

Como visto na revisão de literatura abordado no início deste capítulo, o primeiro problema enfrentado na formulação de um FPO-RETA se apresenta pelo modo como será realizada a modelagem matemática das equações diferenciais para a devida in-

serção no problema de otimização, o qual é tradicionalmente caracterizado apenas por equações de natureza algébrica. Para tornar as equações *swing*, originalmente diferenciais (descritas pelas equações (2.32) e (2.33)) em equações algébricas, optou-se por um processo de discretização via Método Trapeizodal Implícito, o que permite converter as equações diferenciais em um conjunto de equações algébricas, o qual é incluído no FPO convencional. Este método também pode ser visto em (SCALA; TROVATO; ANTONELLI, 1998; GAN; THOMAS; ZIMMERMAN, 2000; JIANG; HUANG, 2010; LIU et al., 2013; XIA; WEI, 2012; JIANG; GENG, 2010). O resultado da discretização gera o seguinte conjunto de restrições algébricas:

$$\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t \omega_s}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t - 2) = 0, \quad (3.6)$$

$$\omega_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) + \omega_i^t \left(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t}{2M_i} (2P_{G_i} - P_{e_i}^{t+1} - P_{e_i}^t) = 0, \quad (3.7)$$

onde,

t : passo de tempo;

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

M_i : coeficiente de inércia do gerador i ;

P_{G_i} : potência ativa gerada pelo gerador i

Ainda, a potência elétrica $P_{e_i}^t$ do gerador i no passo de tempo t pode ser escrita como:

$$P_{e_i}^t = E_{q_i}' \sum_{j=1}^n E_{q_j}' (B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t)), \quad (3.8)$$

onde,

E_{q_i}' : módulo do fasor da tensão interna do gerador i ;

E_{q_j}' : módulo do fasor da tensão interna do gerador j ;

B_{ij}^t : parte imaginária do elemento ij da matriz Y_{red} no passo de tempo t ;

G_{ij}^t : parte real do elemento ij da matriz Y_{red} no passo de tempo t ;

δ_i^t : ângulo do rotor do gerador i no passo de tempo t ;

δ_j^t : ângulo do rotor do gerador j no passo de tempo t .

É importante lembrar que P_{e_i} depende da topologia da rede no instante de tempo analisado. Por esse motivo, na equação (3.8) os valores de B_{ij} e G_{ij} são diferentes em cada um dos três períodos de tempo de interesse na análise de estabilidade transitória, ou seja, os períodos pré-falta, em falta e pós-falta.

Neste trabalho, a partir de um procedimento algébrico de substituição de variáveis no modelo discreto das equações *swing*, as variáveis de velocidade angular foram eliminadas do problema de otimização. Este procedimento resulta em vantagens na formulação do FPO-RETA, pois o número de variáveis e restrições dinâmicas do problema de otimização é reduzido consideravelmente. Tal procedimento de eliminação das variáveis de velocidade angular é apresentado a seguir.

A equação (3.6) pode ser reescrita isolando-se ω_i^{t+1} :

$$\omega_i^{t+1} = K_1(\delta_i^{t+1} - \delta_i^t) - \omega_i^t + 2, \quad (3.9)$$

em que $K_1 = \frac{1}{\frac{\Delta t \omega_s}{2}}$.

A partir de (3.9), têm-se um conjunto de equações, levando-se em consideração os passos de tempo $t = 0, 1, 2, 3, \dots, m$:

$$\omega_i^1 = K_1(\delta_i^1 - \delta_i^0) - \omega_i^0 + 2 \quad \text{para } t = 0, \quad (3.10)$$

$$\omega_i^2 = K_1(\delta_i^2 - \delta_i^1) - \omega_i^1 + 2 \quad \text{para } t = 1, \quad (3.11)$$

$$\omega_i^3 = K_1(\delta_i^3 - \delta_i^2) - \omega_i^2 + 2 \quad \text{para } t = 2, \quad (3.12)$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$\omega_i^{m+1} = K_1(\delta_i^{m+1} - \delta_i^m) - \omega_i^m + 2 \quad \text{para } t = m, \quad (3.13)$$

Uma vez que o período pré-falta é determinado por condições de regime permanente, então admite-se que o valor inicial da velocidade angular do gerador i (ω_i^0) seja

igual a 1 p.u. Assim, é possível escrever ω_i^1 em (3.10) por:

$$\omega_i^1 = K_1(\delta_i^1 - \delta_i^0) + 1 \quad \text{para } t = 0, \quad (3.14)$$

Substituindo ω_i^1 em (3.14) na equação (3.11) e assim sucessivamente, pode-se reescrever as equações para cada passo de tempo na forma:

$$\omega_i^0 = 1, \quad (3.15)$$

$$\omega_i^1 = K_1(\delta_i^1 - \delta_i^0) + 1 \quad \text{para } t = 0, \quad (3.16)$$

$$\omega_i^2 = K_1(\delta_i^2 - 2\delta_i^1 + \delta_i^0) + 1 \quad \text{para } t = 1, \quad (3.17)$$

$$\omega_i^3 = K_1(\delta_i^3 - 2\delta_i^2 + 2\delta_i^1 - \delta_i^0) + 1 \quad \text{para } t = 2, \quad (3.18)$$

$$\omega_i^4 = K_1(\delta_i^4 - 2\delta_i^3 + 2\delta_i^2 - 2\delta_i^1 + \delta_i^0) + 1 \quad \text{para } t = 3, \quad (3.19)$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$\omega_i^{m+1} = K_1(\delta_i^{m+1} \pm 2\delta_i^m \mp 2\delta_i^{m-1} \pm 2\delta_i^{m-2} \mp \dots \delta_i^0) + 1 \quad \text{para } t = m, \quad (3.20)$$

Considera-se que as variáveis dinâmicas de otimização δ_i^t e ω_i^t de cada máquina i do sistema podem ser descritos por vetores, escritos como $\vec{\delta}_i$ e $\vec{\omega}_i$, de dimensão $(m+1) \times 1$ e constituídos dos respectivos valores em cada passo de tempo t :

$$\vec{\delta}_i = \begin{bmatrix} \delta_i^0 \\ \delta_i^1 \\ \delta_i^2 \\ \vdots \\ \delta_i^m \end{bmatrix}, \quad \vec{\omega}_i = \begin{bmatrix} \omega_i^0 \\ \omega_i^1 \\ \omega_i^2 \\ \vdots \\ \omega_i^m \end{bmatrix}. \quad (3.21)$$

Na forma matricial, o conjunto de equações (3.15) à (3.20) pode ser reescrito como:

$$\begin{bmatrix} \omega_i^0 \\ \omega_i^1 \\ \omega_i^2 \\ \omega_i^3 \\ \omega_i^4 \\ \vdots \\ \omega_i^m \end{bmatrix} = K_1 \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & -2 & 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -1 & 2 & -2 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & -2 & 2 & -2 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \pm 1 & \mp 2 & \pm 2 & \mp 2 & \pm 2 & \mp 2 & \cdots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta_i^0 \\ \delta_i^1 \\ \delta_i^2 \\ \delta_i^3 \\ \delta_i^4 \\ \vdots \\ \delta_i^m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (3.22)$$

Conforme a operação matricial descrita por (3.22), observa-se que é possível escrever $\vec{\omega}_i$ em função de $\vec{\delta}_i$. Com isso, (3.22) pode ser escrita na forma matricial compacta da seguinte maneira:

$$\vec{\omega}_i = K_1 T_1 \vec{\delta}_i + \vec{A}_1, \quad (3.23)$$

onde,

$$T_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & -2 & 1 & 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ -1 & 2 & -2 & 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 1 & -2 & 2 & -2 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \pm 1 & \mp 2 & \pm 2 & \mp 2 & \pm 2 & \mp 2 & \cdots & 1 \end{bmatrix} : \text{matriz de dimensão } (m+1) \times (m+1);$$

\vec{A}_1 : vetor unitário de dimensão $(m+1) \times 1$.

Agora, desenvolvendo a equação (3.7) para cada passo de tempo $t = 0, 1, 2, 3, \dots, m$

P_{G_i} gerada pela máquina i em regime permanente pré-falta;

$\vec{P}_{e_i}^A = [P_{e_i}^1 \ P_{e_i}^2 \ \dots \ P_{e_i}^{m+1}]'$: vetor de dimensão $(m \times 1)$ com os valores de potência elétrica fornecida pelo gerador i para os passos de tempo $t = 1, 2, 3, \dots, m + 1$, calculadas pela equação (3.8);

$\vec{P}_{e_i}^B = [P_{e_i}^0 \ P_{e_i}^1 \ \dots \ P_{e_i}^m]'$: vetor de dimensão $(m \times 1)$ com os valores de potência elétrica fornecida pelo gerador i para os passos de tempo $t = 0, 1, 2, 3, \dots, m$, calculadas pela equação (3.8).

Substituindo a primeira equação matricial na forma compacta (3.23) na segunda equação (3.29), retira-se uma única equação dinâmica referente às equações *swing* discretizadas em função do vetor da variável dinâmica de ângulo do rotor $\vec{\delta}_i$:

$$K_1 T_2 T_1 \vec{\delta}_i + T_2 \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t D_i}{M_i}\right) \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t}{2M_i}\right) (2\vec{P}_{G_i} - (\vec{P}_{e_i}^A + \vec{P}_{e_i}^B)) = 0. \quad (3.30)$$

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

O valor inicial do ângulo do rotor do i -ésimo gerador acoplado ao sistema (δ_i^0) e o valor da magnitude da tensão interna do i -ésimo gerador (E'_{q_i}) são obtidos a partir das condições do sistema em regime permanente no período pré-falta, conforme detalhado no Capítulo 2 e são dados pelas equações:

$$E'_{q_i} (e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0)) - x'_{d_i} P_{G_i} = 0, \quad (3.31)$$

$$(e_i^2 + f_i^2) - E'_{q_i} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0)) + x'_{d_i} Q_{G_i} = 0, \quad (3.32)$$

onde,

E'_{q_i} : módulo da tensão interna do gerador i ;

$e_i + j f_i$: tensão terminal complexa na forma retangular do gerador i ;

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

x'_{d_i} : reatância transitória do respectivo gerador i ;

P_{G_i} : potência ativa gerada pelo gerador i em regime permanente pré-falta;

Q_{G_i} : potência reativa gerada pelo gerador i em regime permanente pré-falta.

Isolando-se a tensão interna do i -ésimo gerador (E'_{qi}) em ambas as equações (3.31 e 3.32) e posteriormente igualando tais equações, suprime-se E'_{qi} de forma a se retirar uma única condição inicial para o i -ésimo gerador em função de δ_i^0 :

$$(e_i^2 + f_i^2) - \frac{x'_{di} P_{G_i} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0))}{(e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0))} + x'_{di} Q_{G_i} = 0, \quad (3.33)$$

3.3.5 Limites Técnicos e Operacionais

As restrições estáticas do problema de otimização englobam os limites técnicos e operacionais do sistema. Os vetores de dimensão $ng \times 1$ de potência ativa e reativa (dados por \vec{P}_G e \vec{Q}_G) são determinados a partir de uma faixa de capacidades mínimas e máximas dos ng geradores acoplados ao sistema (número total de unidades de GD N_{DG} do sistema adicionado ao alimentador). Além disso, o vetor de dimensão $nb \times 1$, dado por \vec{V} em coordenadas retangulares, referente aos fasores de tensão também apresenta limites mínimos e máximos em cada uma das nb barras do sistema:

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \quad (3.34)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \quad (3.35)$$

$$\vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max}, \quad (3.36)$$

onde,

\vec{P}_{Gmin} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades mínimas de potência ativa dos ng geradores;

\vec{P}_{Gmax} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades máximas de potência ativa dos ng geradores;

\vec{Q}_{Gmin} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades mínimas de potência reativa dos ng geradores;

\vec{Q}_{Gmax} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades máximas de potência reativa dos ng geradores;

\vec{V}_{min} : vetor ($nb \times 1$) de limites mínimos dos fasores de tensão das nb barras;

\vec{V}_{max} : vetor ($nb \times 1$) de limites máximos dos fasores de tensão das nb barras.

Para o caso específico deste trabalho, a capacidade máxima de potência ativa dos geradores distribuídos é de 20 MW e de 50 MW no caso do alimentador do sistema. Já as capacidades mínima e máxima de potência reativa é de 0 Mvar e 15 Mvar de cada unidade de GD, enquanto que o alimentador apresenta capacidade entre -30 Mvar e 30 Mvar. Os limites mínimo e máximo dos módulos de tensão se estabelecem entre 0,90 p.u. à 1,10 p.u. para todas as barras do sistema, exceto para barra de referência (barra 1 do sistema-teste) que é fixada em 1 p.u.

A restrição dinâmica de desigualdade deste problema de otimização é determinada pelo ângulo limite de estabilidade transitória. Assim, para cada passo de tempo t , o ângulo do rotor no i -ésimo gerador do sistema deve estar abaixo do limite de estabilidade. Assim, para os $(m + 1)$ passos de tempo, $\vec{\delta}_i$ é limitado pela seguinte restrição dinâmica de desigualdade:

$$\vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max}. \quad (3.37)$$

onde,

$\vec{\delta}_{max}$: vetor de dimensão $(m + 1) \times 1$ correspondente ao valor máximo que δ_i^t pode assumir em cada passo de tempo t do intervalo estudado.

3.4 Formulação proposta do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular

A formulação matemática geral do problema do FPO-RETA em estudo neste trabalho foi apresentada neste capítulo. Como visto, o conjunto de restrições de igualdade para tal problema de otimização é dividido em três partes: restrições de balanço de potência ativa e reativa, restrições decorrentes da discretização das equações *swing* e

as restrições referentes às condições iniciais do ângulo do rotor e da tensão interna da máquina. Já o conjunto de restrições de desigualdade apresentado na formulação do FPO-RETA é dividido em duas partes: restrições estáticas (limites técnicos e de segurança) e restrições dinâmicas (estabilidade transitória). Para uma melhor compreensão do problema de otimização apresentado neste capítulo, a formulação matemática geral do FPO-RETA é dado por:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad & f(P_{G_i}, Q_{G_i}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{DG}+1} P_{G_i} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{DG}} (P_{Gimax} - P_{G_i})^2 + \omega_{minQ_g} \sum_{i=1}^{N_{DG}} Q_{G_i} \\ \text{sujeito a} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \vec{P}_G - \vec{P}_D &= \text{real}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus} \vec{V})^*], \\ \vec{Q}_G - \vec{Q}_D &= \text{imag}[\text{diag}(\vec{V})(Y_{bus} \vec{V})^*], \\ K_1 T_2 T_1 \vec{\delta}_i + T_2 \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t D_i}{M_i}\right) \vec{A}_2 - \left(\frac{\Delta t}{2M_i}\right) (2\vec{P}_{G_i} - (\vec{P}_{e_i}^A + \vec{P}_{e_i}^B)) &= 0, \\ (e_i^2 + f_i^2) - \frac{x'_{d_i} P_{G_i} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0))}{(e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0))} + x'_{d_i} Q_{G_i} &= 0, \\ \vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \\ \vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \\ \vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max}, \\ \vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max}. \end{aligned} \tag{3.38}$$

sendo $i = 1, \dots, N_{DG}$; $t = 0, \dots, m$; e $n = 1, \dots, nb$. Lembrando que N_{DG} é o número total de unidades de GD alocadas no sistema, m é o número de passos de tempo e nb é o número total de barras do sistema.

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

3.5 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou o problema de FPO-RETA, destacando as principais dificuldades para sua resolução frente à complexidade matemática identificada neste tipo de problema de otimização considerando restrições dinâmicas. A partir de uma revisão bibliográfica, foram identificadas duas principais questões enfrentadas na formulação matemática do FPO-RETA. Primeiro é necessário decidir como serão incluídas as equações dinâmicas de estabilidade transitória como restrições de um FPO convencional e posteriormente é necessário verificar como será realizada a avaliação da estabilidade transitória do sistema em estudo. No caso específico deste trabalho, optou-se por solucionar a operação ótima de unidades de GD a partir da combinação de um método de discretização numérica (para transformar as equações dinâmicas inicialmente diferenciais em equações algébricas) com um problema de FPO (método que fará a avaliação da estabilidade transitória através de simulações no domínio do tempo). Deste modo, a associação destes dois procedimentos resulta no problema de FPO-RETA proposto por esta dissertação.

A formulação matemática do FPO-RETA contou com restrições de igualdade de regime permanente dadas pelo balanço de potência ativa e reativa bem como apresentou restrições de igualdade de regime transitório decorrentes da discretização das equações *swing* e das condições iniciais do ângulo do rotor e da tensão interna das máquinas. Como restrições de desigualdade, o FPO-RETA considerou um conjunto de restrições de regime permanente, através de limites técnicos de perfil de tensão nos barramentos e de potência ativa e reativa bem como uma restrição de regime transitório referente ao limite máximo do ângulo do rotor da máquina.

Com a modelagem matemática do FPO-RETA foi possível verificar a complexidade do problema principalmente do ponto de vista matemático, justamente pela natureza altamente não-linear das equações que descrevem o comportamento transitório angular dos geradores síncronos. Além disso, outro fator limitador neste processo é a alta dimensionalidade do problema, mesmo para sistemas pequenos, já que a precisão da

resposta eletromecânica dos geradores depende da quantidade de variáveis envolvidas. Isto significa que quanto melhor a precisão da resposta oscilatória do ângulo do rotor e velocidade angular da máquina, menor deve ser o passo de tempo de integração Δt no intervalo de tempo analisado e, portanto, maior o número de variáveis a serem otimizadas no problema. Nesse sentido, a grande contribuição no âmbito da formulação matemática deste trabalho foi o procedimento algébrico para eliminação da variável de velocidade angular referente às restrições dinâmicas. Este processo permitiu que as variáveis de velocidade angular ficassem em função das variáveis do ângulo do rotor, o que determinou uma diminuição considerável na quantidade de variáveis do problema de otimização proposto.

Contudo, mesmo com o processo de eliminação das variáveis da velocidade angular na formulação do FPO-RETA, o problema ainda apresenta grandes impasses principalmente no que diz respeito a alta dimensionalidade e a velocidade de convergência após ser implementado. Com isso, faz-se necessário buscar alternativas para a resolução do problema de FPO-RETA tendo em vista uma redução na quantidade de variáveis associadas ao problema. Assim, o próximo capítulo apresenta um novo algoritmo proposto para resolução deste problema considerando tal diminuição na dimensionalidade do problema a partir da resolução do FPO-RETA baseado no conceito de estabilidade transitória na primeira oscilação.

CAPÍTULO 4

ALGORITMO PROPOSTO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

A formulação matemática do FPO-RETA foi apresentada no Capítulo 3. Com isso, observou-se uma grande complexidade matemática na formulação do problema de otimização, principalmente em decorrência da natureza não-linear das restrições de estabilidade transitória e pela elevada dimensionalidade apresentada a partir da inserção das variáveis dinâmicas. Geralmente a abordagem clássica do FPO-RETA considera os períodos pré-falta, em falta e pós-falta até que as trajetórias do ângulo do rotor dos geradores se direcionem a um ponto de equilíbrio no período pós-falta. No entanto, tal abordagem recai numa elevada dimensão do problema de otimização, o que se reverte em problemas de processamento computacional para a sua resolução. Por esse motivo, faz-se necessário buscar alternativas para a resolução do problema de FPO-RETA, tendo em vista uma diminuição no número de variáveis dinâmicas do problema de forma a aliviar o esforço computacional e o consumo de memória.

A alternativa proposta neste trabalho para resolução do problema de FPO-RETA se baseia no conceito de estabilidade transitória na primeira oscilação, o qual requer a análise das trajetórias do ângulo do rotor dos geradores apenas até o primeiro pico da oscilação no período pós-falta. Este processo proporciona uma diminuição significativa no dimensionamento do problema ao se considerar um menor intervalo de tempo no período pós-falta. O conceito de estabilidade transitória na primeira oscilação, bem como, o algoritmo proposto para resolução do problema de FPO-RETA são apresentados neste capítulo.

4.1 Estabilidade transitória angular na primeira oscilação

Um sistema pode ser considerado estável na primeira oscilação se, para qualquer contingência, o ângulo do rotor δ_i em relação ao centro de inércia do sistema, atingir um valor de pico e retornar a um ponto de equilíbrio estável após a eliminação do distúrbio. Além disso, o critério da potência acelerante P_a da respectiva máquina síncrona em relação ao centro de inércia do sistema deve ser verificado. Portanto, caso for identificado um ponto no período pós-falta tal que $\dot{\delta}(t) = 0$, ou seja, a velocidade angular do rotor for exatamente igual à velocidade síncrona para todas as unidades geradoras do sistema e o critério da potência acelerante P_a for verificado, então pode-se dizer que o sistema é estável na primeira oscilação (HAQUE, 1996a).

Contudo, caso o ângulo do rotor δ_i de pelo menos uma das máquinas exceder um valor limite em relação ao centro de inércia do sistema, então o sistema é instável, já que, por estar se analisando um curto espaço de tempo, não se leva em consideração a atuação de controladores e esquemas de proteção. Portanto, a análise da estabilidade é realizada a partir da observação da trajetória do ângulo do rotor (ou, da velocidade angular) e da potência acelerante P_a da respectiva máquina síncrona em relação ao centro de inércia do sistema, no período pós-falta (HAQUE, 1996b).

Para o caso em que a perturbação provoca aceleração do rotor, a estabilidade na primeira oscilação é garantida pela existência de um pico na trajetória do ângulo do rotor no período pós-falta e pela condição de que a potência acelerante no instante de tempo de ocorrência deste pico seja negativa ($P_a < 0$) (HAQUE, 1996a). No caso da perturbação provocar desaceleração do rotor, então, a condição é de que a potência acelerante seja positiva ($P_a > 0$). A situação crítica é caracterizada quando ocorre simultaneamente $\dot{\delta}(t) = 0$ e $P_a = 0$. E ainda, a situação instável ocorre quando a velocidade angular da máquina excede a velocidade síncrona no instante em que $P_a = 0$. As condições de estabilidade e instabilidade na primeira oscilação são resumidas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Estabilidade na primeira oscilação

Situação Estável	Situação Crítica	Situação Instável
$\omega_i - \omega_s = 0$	$\omega_i - \omega_s = 0$	$\omega_i - \omega_s > 0$
$P_a < 0$	$P_a = 0$	$P_a > 0$

Assim, a estabilidade na primeira oscilação pode ser garantida analisando-se a trajetória do ângulo do rotor apenas até o instante de primeiro pico no período pós-falta, o que sob o ponto de vista do problema de FPO-RETA, pode levar a uma redução considerável do número de variáveis e equações adicionadas ao problema de otimização. Este fato é levado em consideração no algoritmo proposto neste trabalho para resolução do problema de FPO-RETA, conforme é discutido mais adiante neste capítulo.

4.2 Impacto na inserção das restrições de estabilidade transitória angular no dimensionamento do Fluxo de Potência Ótimo

Para se ter uma ideia do impacto da inserção das restrições de estabilidade transitória angular no dimensionamento do FPO, considere 1,5 s como sendo o intervalo de tempo de interesse para análise da resposta transitória do sistema. Além disto, considere que a perturbação esteja sendo aplicada em 0,06 s e eliminada em 0,20 s. Atribuindo um passo de tempo de integração (Δt) igual à 0,01 s, têm-se ao todo 150 passos de tempo, conforme pode-se observar na Figura 4.1.

- **Período pré-falta:** caracterizado pelo período anterior à incidência da perturbação. O período pré-falta compreende a faixa entre 0 s à 0,05 s e, portanto, é descrito pelos 6 primeiros passos de tempo dentro do intervalo analisado.
- **Período em falta:** caracterizado pelo período de ocorrência da perturbação no sistema. O período em falta compreende a faixa entre 0,06 s à 0,20 s e, portanto, é descrito pelos 15 passos de tempo posteriores ao período pré-falta dentro do intervalo analisado.

- **Período pós-falta:** caracterizado pelo período posterior à eliminação da perturbação. O período pós-falta compreende a faixa entre 0,21 s à 1,5 s e, portanto, é descrito pelos 130 últimos passos de tempo dentro do intervalo analisado.

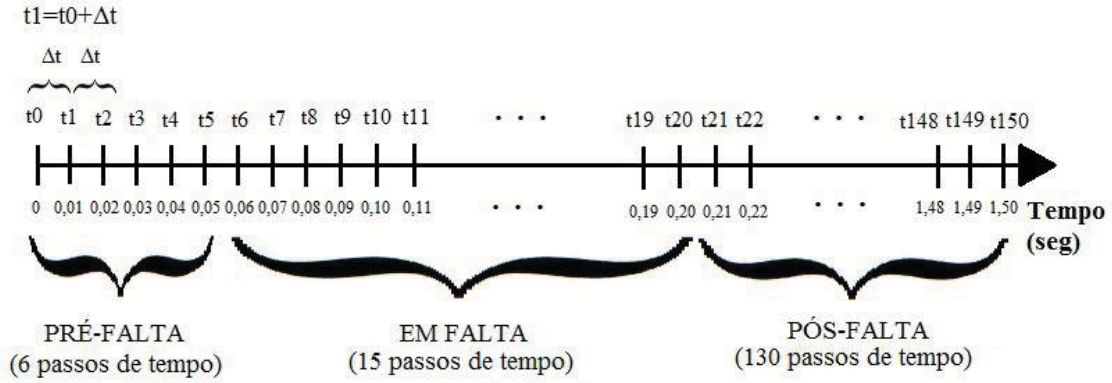


Figura 4.1: Intervalo de tempo estudado. Fonte: autoria própria.

Se for considerado todo o intervalo de tempo de 1,5 s no problema de otimização, o vetor de ângulo do rotor $\vec{\delta}_i$ do i -ésimo gerador terá dimensão 151×1 , conforme (4.1).

$$\vec{\delta}_i = \begin{bmatrix} \vec{\delta}_{i_{PRÉ-FALTA}} \\ \vec{\delta}_{i_{EMFALTA}} \\ \vec{\delta}_{i_{PÓS-FALTA}} \end{bmatrix}, \quad (4.1)$$

sendo:

$$\vec{\delta}_{i_{PRÉ-FALTA}} = \begin{bmatrix} \delta_i^0 \\ \vdots \\ \delta_i^5 \end{bmatrix}; \vec{\delta}_{i_{EMFALTA}} = \begin{bmatrix} \delta_i^6 \\ \vdots \\ \delta_i^{20} \end{bmatrix}; \vec{\delta}_{i_{PÓS-FALTA}} = \begin{bmatrix} \delta_i^{21} \\ \vdots \\ \delta_i^{150} \end{bmatrix}.$$

Assim, quanto maior o número de geradores do sistema, maior será a quantidade de variáveis dinâmicas e restrições de igualdade introduzidas ao problema de FPO. Por conta desta alta dimensionalidade identificada no problema de FPO-RETA, outra estratégia é adotada neste trabalho com o intuito de reduzir a quantidade de variáveis do problema. Isto é discutido na próxima seção.

4.3 Algoritmo proposto

O algoritmo proposto baseia-se na análise da estabilidade tendo em vista o primeiro pico de oscilação. Tal abordagem se concentra na resolução do problema de otimização considerando o menor número de passos de tempo decorrentes da discretização numérica no período pós-falta, a fim de garantir a estabilidade do ângulo do rotor na primeira oscilação. Neste algoritmo, o FPO-RETA é executado sucessivamente até que a condição de estabilidade do ângulo do rotor na primeira oscilação seja confirmada. O primeiro FPO-RETA é executado considerando os passos de tempo que compreendem os períodos pré-falta e em falta e três passos de tempo no período pós-falta. Este é o número mínimo de passos de tempo necessário para se verificar a existência de um pico de oscilação no período pós-falta. Enquanto o ângulo do rotor não atingir a condição de estabilidade no primeiro pico de oscilação, um passo de tempo é adicionado no período pós-falta e o FPO-RETA é novamente executado.

Assim, quando se identifica a existência de um primeiro pico no período pós-falta e a condição da potência acelerante for satisfeita, o FPO-RETA é então finalizado e um método de integração numérica é aplicado com intuito de se obter o restante da trajetória do ângulo do rotor e da velocidade angular ao longo do intervalo de tempo de interesse. Neste trabalho optou-se por aplicar o método de Runge-Kutta de 4ª ordem para esta finalidade.

O algoritmo proposto é descrito em detalhes a partir do fluxograma da Figura 4.2. As suas etapas são discutidas a seguir.

Passo 1) Inicialização: Inicializar os dados constantes do sistema, variáveis de estado e variáveis de controle do problema de otimização. Neste momento também se identifica a topologia da rede nos períodos pré-falta, em falta e pós-falta através da montagem das matrizes de admitâncias Y_{bus} e Y_{red} , calculada pela equação (2.19).

Passo 2) Formulação do FPO-RETA inicial via MPI: Formular o primeiro FPO-RETA, conforme (3.38), levando-se em consideração o período pré-falta, em falta e

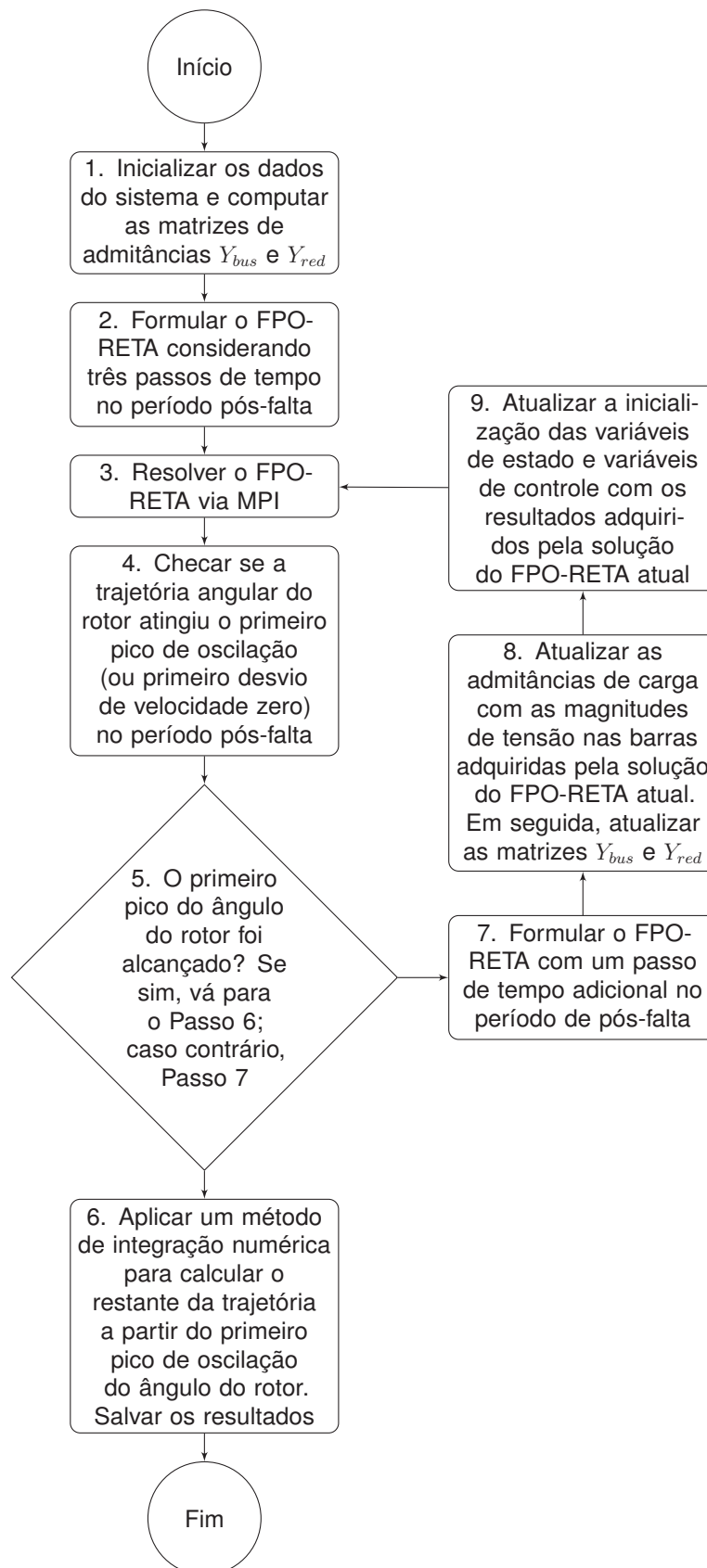


Figura 4.2: Fluxograma do algoritmo proposto para resolução do FPO-RETA.

somente três passos de tempo do período pós-falta. Com três passos de tempo já é possível fazer a checagem da existência ou não de um pico na trajetória do ângulo do rotor no período pós-falta; ir para o Passo 3.

Passo 3) Resolução do FPO-RETA via MPI: Resolver o problema do FPO-RETA pelo MPI de acordo com a formulação (3.38); ir para o Passo 4.

Passo 4) Checar a existência do primeiro pico de oscilação: De posse dos valores ótimos obtidos pelo FPO-RETA calculado no Passo 3, verificar se a trajetória angular atingiu o pico na primeira oscilação do ângulo do rotor no período após a eliminação da falta; ir para o Passo 5.

Passo 5) Decisão: o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor é verificado?: Caso se verifique o pico na primeira oscilação angular da máquina, calcular a potência acelerante, dada pela diferença $(P_{m_i} - P_{e_i})$ sendo P_{e_i} calculada por (2.34), para verificar a estabilidade na primeira oscilação e vá para o Passo 6. Se o pico de oscilação ainda não foi atingido; ir para o Passo 7.

Passo 6) Utilização de um método de integração para obtenção do restante da trajetória: Utilizar um método de integração numérica para se obter o restante da trajetória angular após o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor. Neste momento os resultados são salvos e finaliza-se o algoritmo.

Passo 7) Inclusão de um passo de integração numérica adicional no pós-falta: Como o primeiro pico de oscilação na trajetória angular do rotor ainda não foi verificado, então deve-se formular o FPO-RETA, conforme (3.38), incluindo mais um passo de tempo no período pós-falta; ir para o Passo 8.

Passo 8) Atualização das admitâncias de carga: Atualizar os admitâncias de carga, de acordo com a equação (2.3), através das magnitudes de tensão nas barras de regime permanente obtidas pela solução do FPO-RETA atual. Isso permite atualizar também as matrizes de admitâncias reduzida Y_{red} , calculadas pela equação (2.19), as quais dependem das admitâncias de cargas; ir para o Passo 9.

Passo 9) Atualização na inicialização das variáveis: Atualizar a inicialização das variáveis de estado e variáveis de controle através dos resultados obtidos pela resolução do FPO-RETA atual; ir para o Passo 3.

Cada *loop* verificado no fluxograma da Figura 4.2 corresponde a um FPO-RETA executado considerando uma determinada quantidade de variáveis de ângulo do rotor no período pós-falta. Considerando o exemplo apresentado na seção anterior para definição dos períodos pré-falta, em falta e pós-falta, o primeiro FPO-RETA executado pelo algoritmo proposto possui um vetor de variáveis de ângulo do rotor de dimensão 24×1 , sendo 6 passos de tempo no período pré-falta, 15 passos de tempo no período em falta e apenas 3 passos de tempo no período pós-falta. Este número é bem inferior aos 151 passos de tempo que seriam necessários, caso fosse considerando o intervalo de 1,5s. Assim, caso a solução do FPO-RETA para este caso não apresentar um pico na primeira oscilação do ângulo do rotor, então adiciona-se mais um passo de tempo no período pós-falta (desta vez considerando 4 passos de tempo no período pós-falta, totalizando um vetor de dimensão (25×1)) e executa-se outro FPO-RETA. Este processo se repete até quando for verificado o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor.

É interessante notar que o processo de atualização nos Passos 8 e 9 são de extrema importância nesse algoritmo. A atualização das admitâncias de carga, verificada no Passo 8 e calculada por (2.3) através das magnitudes de tensão em regime permanente a cada FPO-RETA executado, melhora a precisão nos valores armazenados nas matrizes de admitância reduzida, as quais definem a topologia da rede nos períodos pré-falta, em falta e pós-falta. Desta maneira, o problema de otimização é executado com dados mais precisos e confiáveis acerca dos valores das admitâncias de carga, já que não se recorre a um valor fixo e arbitrário de magnitude de tensão nas barras ao realizar o cálculo das admitâncias de carga. Isto permite uma melhor resposta dos valores ótimos do ângulo do rotor e velocidade angular ao final do processo.

Já a atualização na inicialização das variáveis de estado e de controle a cada FPO-

RETA executado, realizada no Passo 9, permite que a execução do processo iterativo seja realizada de modo mais rápido, aumentando a velocidade de convergência do algoritmo via MPI. Isto se dá por conta da inicialização das variáveis a cada FPO-RETA ser atualizada por valores muito próximos aos valores ótimos obtidos no final deste processo sucessivo de otimização. Portanto, inicializam-se as variáveis do problema, a partir do segundo FPO-RETA, com valores iguais ou muito próximos aos resultados ótimos, o que agiliza o processo de otimização, sem a necessidade de se realizar muitas iterações para a convergência do algoritmo.

É importante ressaltar que os valores ótimos determinados pelo último FPO-RETA executado ao final do processo do algoritmo proposto garantem a estabilidade transitória somente até o primeiro pico de oscilação. A estabilidade no restante da trajetória do ângulo do rotor calculada por métodos de integração numérica (Passo 6) após o primeiro pico de oscilação é assegurada pela atuação de controladores e amortecedores que já devem estar previstos no sistema.

4.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foi apresentada uma nova abordagem para resolução do problema de FPO-RETA baseada na avaliação da estabilidade transitória até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor no período pós-falta. Estudos de estabilidade transitória trabalham com a garantia da estabilidade e manutenção do sincronismo de máquinas considerando um curto intervalo de tempo justamente para que não se verifiquem prejuízos significativos até que controladores e amortecedores atuem no sistema. Nesse sentido, o algoritmo proposto por este trabalho visa a garantia de estabilidade somente até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor, de modo que a estabilidade referente ao restante da trajetória é verificada pela atuação de tais amortecedores, que já estão previstos no sistema. A proposta do novo algoritmo volta-se principalmente para a possibilidade de uma redução significativa no dimensionamento do problema ao

se considerar um menor intervalo de tempo no período pós-falta.

No algoritmo proposto, além da redução da quantidade de variáveis no período pós-falta, destacam-se duas atualizações importantes dentro do processo. A primeira diz respeito à atualização das admitâncias de carga a cada FPO-RETA executado, o que melhora a precisão nos valores armazenados nas matrizes de admitância reduzida, trazendo, com isso, uma melhor resposta com relação aos valores ótimos de ângulo do rotor e, por consequência, aos valores ótimos de velocidade angular. Já a segunda, envolve a atualização na inicialização das variáveis de estado e de controle a cada FPO-RETA executado, o que permite um aumento considerável na velocidade de convergência do algoritmo via MPI, uma vez que cada FPO-RETA é inicializado com valores cada vez mais próximos aos ótimos.

Para se comprovar esta contribuição acerca das atualizações realizadas ao longo do algoritmo do FPO-RETA baseado na análise da estabilidade no primeiro pico de oscilação, testes foram efetuados primeiramente sem as atualizações e, posteriormente, considerando as atualizações propostas. O próximo capítulo deste trabalho aborda todas as simulações e resultados adquiridos por esta nova proposta.

CAPÍTULO 5

SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ESTUDO E TESTES PRELIMINARES

Neste capítulo é apresentada a rede de distribuição utilizada para a realização de testes e simulações computacionais levando-se em consideração três cenários de interesse. Primeiramente são analisados testes com uma unidade de GD alocada no sistema e posteriormente com duas unidades de GD inseridas na rede de distribuição.

Simulações prévias ao FPO-RETA são realizadas com intuito de determinar o critério utilizado para escolha do passo de integração numérica na formulação do problema de otimização. Posteriormente, são apresentados alguns testes para análise da estabilidade transitória na forma como tradicionalmente são realizados. A avaliação de tais resultados serviram como motivação para se analisar a estabilidade transitória por meio de um problema de otimização.

Com isso, são realizadas algumas simulações do FPO-RETA para o cálculo do ponto ótimo de operação da rede de distribuição e da resposta ótima com relação ao comportamento eletromecânico das unidades de GD quando há a incidência de uma perturbação severa no sistema. Um exemplo da aplicação clássica do FPO-RETA considerando um intervalo de tempo suficiente para que as trajetórias se direcionem a um ponto de equilíbrio é realizado a fim de demonstrar a complexidade computacional para solução de tal problema. A partir de tal exemplo, uma análise comparativa entre o FPO convencional e o FPO-RETA é realizada com o intuito de se comparar os resultados da operação ótima da rede de distribuição e dos geradores no que diz respeito à operação em regime permanente. De mesma forma, procura-se avaliar o impacto na dimensionalidade do problema e desempenho computacional quando ocorre a inserção das variáveis dinâmicas no problema de FPO convencional.

5.1 Rede de distribuição em estudo

O sistema em estudo é constituído por uma rede de subtransmissão de 132 kV, 60 Hz com nível de curto-circuito de 50 MVA, representada por um equivalente de Thevenin, alimentando uma rede de distribuição de 33 kV através de um transformador conectado em Δ/Y_g , conforme pode ser observado na Figura 5.1. Como pode ser visto, a rede de distribuição é constituída por um alimentador, seis barras distribuídas ao longo deste alimentador e cinco linhas (ou ramos). Os dados de barras e linhas podem ser encontrados em (FREITAS et al., 2006).

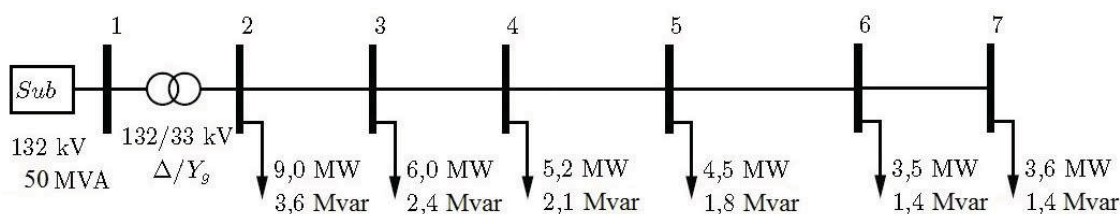


Figura 5.1: Diagrama unifilar da rede de distribuição em estudo. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).

Supõe-se que a concessionária responsável pela operação e planejamento desta rede de distribuição esteja interessada em realizar um estudo com o objetivo de avaliar possíveis impactos na operação do sistema devido à inserção de geração distribuída baseada em gerador síncrono. A partir deste estudo busca-se estabelecer condições adequadas de operação que proporcionem um desempenho satisfatório da rede em regime permanente (através do perfil adequado das tensões nas barras, por exemplo) e redução de custos (pela minimização das perdas por aquecimento nos ramos), o que é interessante sob o ponto de vista econômico e, também, em termos de melhoria da qualidade e confiabilidade da energia entregue pela concessionária aos seus consumidores.

Além disto, é de interesse tanto para a concessionária, como para os próprios produtores independentes que desejam instalar seus geradores na rede que este estudo seja feito visando também estabelecer condições adequadas de operação

que possibilitem aos geradores distribuídos um desempenho satisfatório em regime transitório em resposta a perturbações, o que é conveniente sob o ponto de vista de confiabilidade da operação de tais unidades geradoras e, conseqüentemente, da operação da própria rede de distribuição, tendo em vista que tais geradores podem ser utilizados para suprir parte da carga conectada na rede de distribuição (e não apenas a carga local, no ponto de instalação da unidade).

Este estudo que visa estabelecer condições adequadas de operação que resultem em um desempenho satisfatório em regime permanente para a rede de distribuição e em regime transitório para os geradores distribuídos será feito a partir de alguns cenários envolvendo diferentes pontos de inserção de geração distribuída, conforme é apresentado na próxima subseção.

5.1.1 Cenários de interesse

É de grande importância verificar o comportamento das unidades de geração distribuída em diferentes situações, justamente para testar e confirmar a robustez do algoritmo em diversas topologias da rede elétrica. Neste caso, foram considerados três cenários de inserção de geração distribuída na rede de distribuição da Figura 5.1, sendo dois deles casos multi-máquinas. Para todos os cenários analisados, os geradores distribuídos apresentam capacidade de 20 MW e 15 Mvar de potência ativa e reativa, respectivamente. A seguir são relatados os cenários de interesse desta pesquisa.

1. Neste primeiro cenário o sistema apresenta somente uma unidade de GD acoplada na barra 6 da rede de distribuição original por meio de um ramo e um transformador conectado em Δ/Y_g que reduz o nível de tensão para 0,69 kV nos terminais do gerador, conforme visto na Figura 5.2. A capacidade nominal do gerador síncrono é de 20 MVA. As grandezas P_g^* e Q_g^* ilustradas na Figura 5.2 representam os montantes adequados de geração de potência ativa e reativa

do gerador, respectivamente, de modo que sejam atendidos critérios de regime permanente para a rede de distribuição e de regime transitório para a unidade geradora. Tais grandezas serão determinadas via resolução de um fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular.

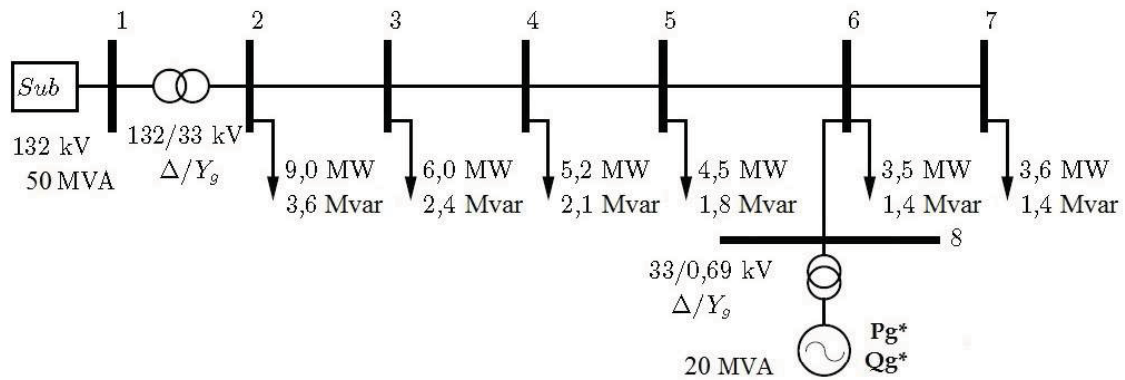


Figura 5.2: Cenário 1 - rede de distribuição com um gerador síncrono. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).

- O segundo cenário envolve a presença de duas unidades de GD acopladas às barras 2 e 6 da rede de distribuição original por meio de dois ramos e transformadores individuais para cada gerador, também conectados em Δ/Y_g , conforme mostra a Figura 5.3. Este cenário é constituído, portanto, por um gerador síncrono próximo à subestação e outro gerador localizado mais afastado ao longo do alimentador da rede.

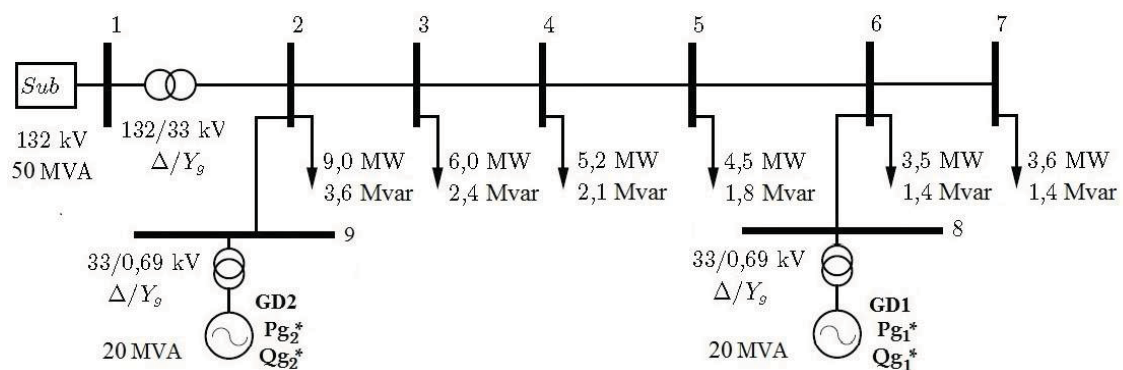


Figura 5.3: Cenário 2 - rede de distribuição com dois geradores síncronos. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).

- O terceiro cenário também envolve um caso com dois geradores conectados na rede de distribuição, porém em pontos diferentes daqueles vistos no cenário

anterior, conforme mostra a Figura 5.4. Assim, este cenário é constituído por dois geradores localizados próximos entre si e ambos afastados da subestação.

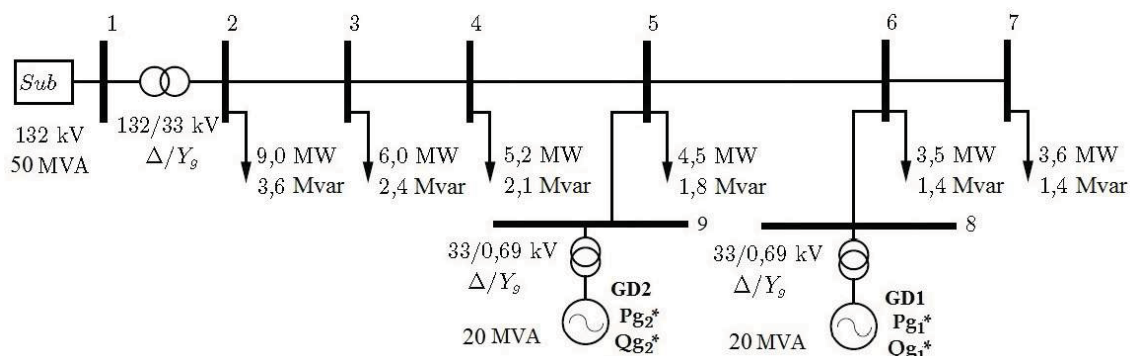


Figura 5.4: Cenário 3 - rede de distribuição com dois geradores síncronos. Fonte: adaptado de (FREITAS et al., 2006).

O segundo e terceiro cenários mostram disposições diferentes da GD2, de forma que na primeira situação tal unidade é alocada próxima à subestação enquanto que no segundo caso a GD2 é conectada longe do alimentador. Estes cenários se tornam interessantes para analisar o comportamento dos geradores em diferentes situações e principalmente para verificar a influência que o alimentador pode causar na resposta oscilatória dos geradores quando há a incidência de uma perturbação severa no sistema.

5.2 Teste para escolha do passo de integração

Considere o Cenário 1 do sistema de distribuição de energia em estudo, conforme demonstra a Figura 5.2. Este sistema apresenta uma unidade de GD de 20 MW de capacidade nominal conectada à barra 8. Adota-se como contingência um curto-circuito trifásico aplicado próximo à barra 7 no instante de 0,1 s, o qual é eliminado após 15 ms pela desconexão do ramo 6-7. No caso específico deste trabalho, considera-se 1,5 s como sendo o intervalo de tempo de estudo com passo de integração de 0,01 s. A escolha deste valor de passo de integração foi feita com base na análise de diver-

Tabela 5.1: Norma euclidiana da diferença entre as respostas com passos de integração de 0,001 s e as demais (0,005 s, 0,01 s e 0,05 s)

Diferença entre as respostas	Norma euclidiana (erro absoluto)
Passos de integração de 0,001 s e 0,005 s	0,4606
Passos de integração de 0,001 s e 0,01 s	2,0404
Passos de integração de 0,001 s e 0,05 s	44,7774

As simulações numéricas realizadas por meio do *software* ANATEM¹, considerando diferentes valores de passos de integração. A Figura 5.5 apresenta o resultado de simulação numérica para o ângulo do rotor do gerador considerando os passos de integração de 0,001 s, 0,005 s, 0,01 s e 0,05 s.

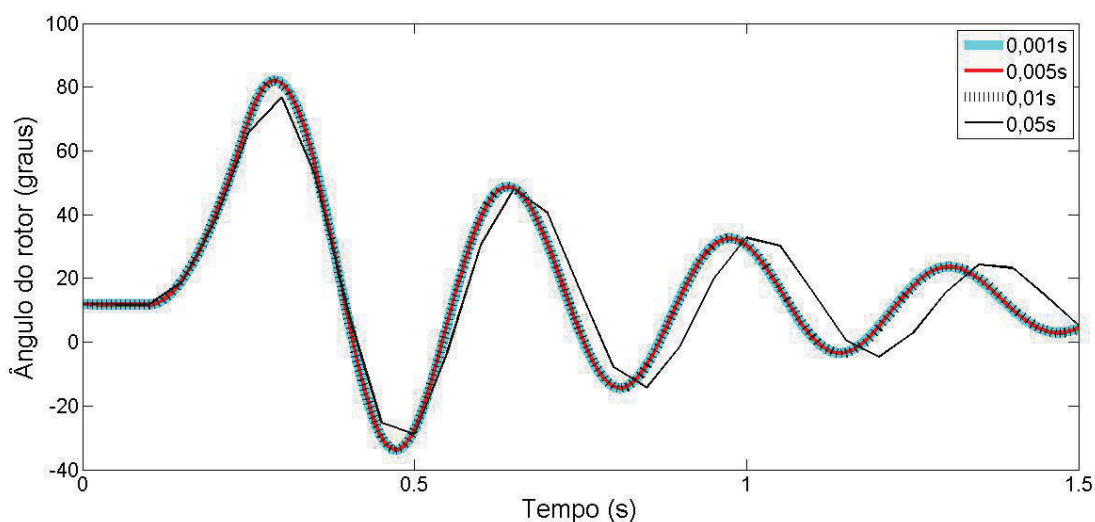


Figura 5.5: Ângulo do rotor da unidade de GD1 alocada na barra 8 considerando diferentes passos de integração. Fonte: autoria própria.

Para estabelecer medidas de comparação, os erros vetoriais absolutos foram calculados a partir da norma euclidiana (norma 2) da diferença entre as respostas com passo de integração de 0,001 s e as demais (0,005 s, 0,01 s e 0,05 s). A Tabela 5.1 mostra o erro absoluto estabelecido para cada caso.

É possível observar na Tabela 5.1 que o erro absoluto (norma euclidiana) entre as respostas com passos de integração de 0,001 s e 0,01 s está bem próximo ao erro absoluto entre as respostas com passos de integração de 0,001 s e 0,005 s. Portanto,

¹ANATEM é um programa computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisa Energética - CEPEL, utilizado em aplicações que envolvem análise de transitórios eletromecânicos em sistemas elétricos de potência.

a curva do ângulo do rotor com passo de integração 0,01 s se aproxima de forma considerável às curvas com passos de integração menores (como as respostas com passos de 0,001 s e 0,005 s). Já, o erro apresentado entre as respostas com passos de 0,001 s e 0,05 s mostra-se bastante elevado, de forma que a curva considerando o passo de integração de 0,05 s apresenta-se razoavelmente afastada e diferenciada das demais. Assim, a escolha do passo de integração de 0,01 s mostra-se como a melhor escolha para o estudo do FPO-RETA, tendo em vista que tal valor não pode ser muito pequeno (para não aumentar exageradamente a dimensão do problema) e também não pode ser muito grande (para não recair em problemas de precisão de resultados).

É importante ressaltar que, da mesma forma como foi feito neste trabalho, o *software* ANATEM também utiliza o Método Trapezoidal implícito para algebrização das equações diferenciais, o que permitiu a realização deste estudo para definição de um passo de integração adequado.

5.3 Motivação para analisar a estabilidade transitória por meio de um problema de otimização

Considere o Cenário 1 do sistema de distribuição de energia em estudo constituído por um único gerador síncrono conectado na rede via barramento 6 (como pode ser visto na Figura 5.2). A subestação (barra 1) é considerada como um barramento infinito, sendo portanto utilizada como referência angular para o sistema (no caso, o seu ângulo é assumido como igual a zero). Considera-se, primeiramente, que o gerador esteja em regime permanente fornecendo 10 MW de potência ativa com fator de potência unitário. Para esta condição operativa do gerador, o resultado de fluxo de carga (obtido via *software* ANAREDE²) mostra que as tensões nas barras da rede estão dentro dos limites operativos permitidos (0,93 p.u. a 1,05 p.u.), como pode ser visto na Tabela 5.2.

²ANAREDE é um programa computacional desenvolvido pelo Centro de Pesquisa Energética - CEPEL, utilizado em aplicações que envolvem fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo e análise de segurança de tensão na área de Sistema Elétricos de Potência.

Tabela 5.2: Fasores de tensão nas barras da rede considerando o gerador síncrono fornecendo 10 MW a rede

Barra	$ V_n $	Θ (graus)
1	1.00	0.00
2	1.00	-0.13
3	0.98	-1.99
4	0.98	-2.88
5	0.98	-3.04
6	0.98	-2.90
7	0.98	-3.07
8	1.01	-0.64

Isto significa que esta condição de operação atende aos critérios de desempenho em regime permanente da rede de distribuição e aos limites operativos do gerador, tendo em vista que a sua potência nominal é de 20 MVA.

Por outro lado, a Figura 5.6 ilustra o comportamento transitório do gerador (no caso, do ângulo do rotor) resultante da incidência de um curto-circuito trifásico próximo a barra 7 no instante 0,1 s, o qual é eliminado após 15 ms, pela desconexão do ramo 6-7. Esta simulação numérica foi realizada via *software* ANATEM. Observa-se na Figura 5.6 os três períodos de interesse em estudos de estabilidade transitória. Do instante inicial (0 s) ao instante de aplicação da perturbação (0,1 s) tem-se o período pré-falta; de 0,1 s ao instante de eliminação da perturbação (0,25 s) tem-se o período em falta; e a partir de (0,25 s) tem-se o período pós-falta. Para cada um destes períodos a topologia da rede é alterada, o que influencia o cálculo da matriz de admitância reduzida da rede.

Sob o ponto de vista de estabilidade transitória, é possível observar que a resposta transitória do gerador é instável para a perturbação considerada, o que significa que nestas condições o sistema de proteção do gerador irá atuar de modo a retirá-lo de operação.

Agora, considera-se que o gerador esteja em regime permanente fornecendo 5 MW de potência ativa com fator de potência unitário. Para esta condição de operação do gerador, o resultado de fluxo de carga mostra que as tensões nas barras da rede continuam dentro dos limites operativos permitidos, atendendo aos critérios de

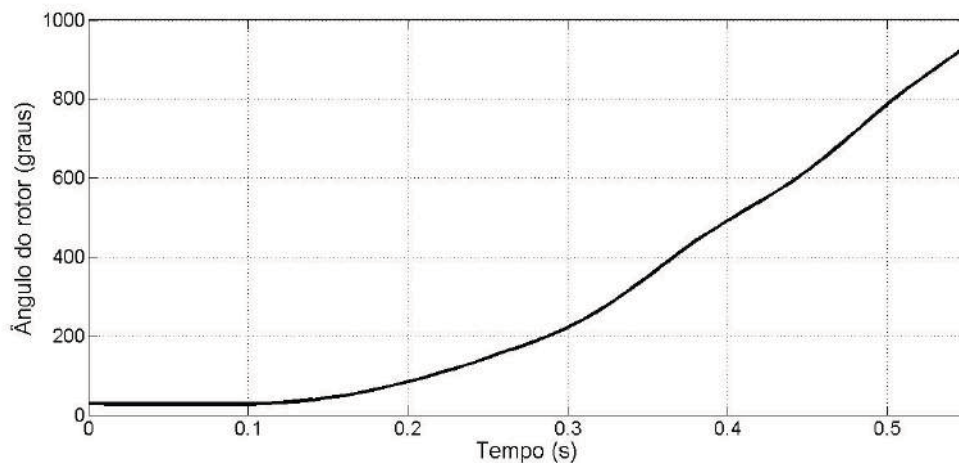


Figura 5.6: Resposta instável do gerador a um curto-circuito trifásico na extremidade do ramo 6-7. Fonte: autoria própria.

Tabela 5.3: Fasores de tensão nas barras da rede considerando o gerador síncrono fornecendo 5 MW a rede

Barra	$ V_n $	Θ (graus)
1	1.00	0.00
2	1.00	-0.16
3	0.98	-2.79
4	0.97	-4.38
5	0.97	-4.98
6	0.98	-5.19
7	0.98	-5.36
8	1.01	-4.06

desempenho em regime permanente para o perfil de tensão da rede, como mostra a Tabela 5.3. A Figura 5.7 ilustra novamente o comportamento transitório do ângulo do rotor do gerador resultante da incidência do mesmo curto-circuito utilizado para a simulação da Figura 5.6. Percebe-se que agora o gerador responde de forma estável à perturbação considerada, não sendo necessário, portanto, que o mesmo seja retirado de operação, aumentando assim, a confiabilidade da operação da máquina e da própria rede de distribuição.

A partir de tal exemplo percebe-se a vantagem de se incorporar restrições de estabilidade transitória num problema de otimização, uma vez que é possível verificar o montante máximo de potência ativa que o gerador pode fornecer à rede de distribuição, atendendo à critérios tanto de regime permanente como de regime transitório. Portanto,

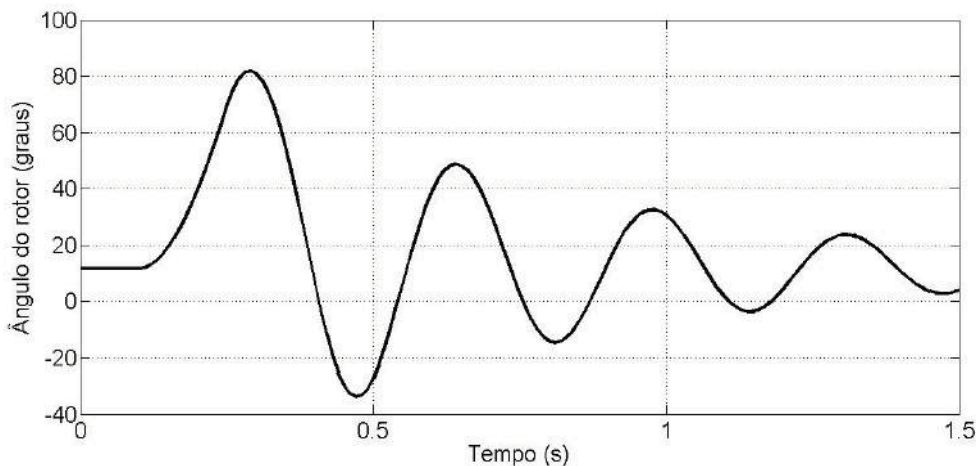


Figura 5.7: Resposta estável do gerador a um curto-circuito trifásico na extremidade do ramo 6-7. Fonte: autoria própria.

através da solução de um FPO-RETA pode-se determinar a operação ótima da rede bem como o despacho ideal de potência ativa e reativa das unidades de GD alocadas no sistema de tal maneira que os geradores respondam de forma estável do ponto de vista da estabilidade transitória quando ocorre a incidência de uma perturbação severa no sistema.

5.4 Exemplo de resolução clássica do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular via Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual

Afim de demonstrar a complexidade computacional para a solução da abordagem clássica do FPO-RETA, um exemplo de resolução do problema será analisado nesta seção. Entende-se por abordagem clássica do FPO-RETA a formulação que compreende todo o intervalo de tempo de interesse, o qual considera os períodos pré-falta, em falta e pós-falta, até que as trajetórias do ângulo do rotor dos geradores se direcionem a um ponto de equilíbrio no período pós-falta.

O problema do FPO-RETA descrito por (3.38) no Capítulo 3 é resolvido via MPI para o Cenário 1 do sistema de distribuição em estudo, conforme demonstra a Figura 5.2,

o qual é constituído por uma unidade de GD alocada na barra 8 e interligada à barra 6 da rede original. A perturbação considerada é um curto-circuito trifásico no ramo 6-7, próximo à barra 7, no instante 0,06 s e com duração de 15 ms. O intervalo de tempo considerado para análise do comportamento transitório é de 1,5s com passo de integração de 0,01 s. Com estes valores para o intervalo de tempo e passo de integração, têm-se um total de 150 passos de tempo. Assim, o período de 0 s à 0,05 s (6 primeiros passos de tempo) compreende o período de pré-falta, de 0,06 s à 0,20 s (15 passos de tempo) é o período em falta e o intervalo de tempo de 0,21 s à 1,5 s (130 passos de tempo) é o período pós-falta (conforme descrito na seção 4.2 do Capítulo 4). Os pesos atribuídos a cada um dos termos presentes na função objetivo foram iguais a 1.

É importante salientar que, neste caso, o algoritmo otimiza todo o intervalo de tempo considerado nos três períodos de tempo de análise de estabilidade transitória, ou seja, a trajetória do ângulo do rotor do gerador durante todo o período de 1,5 s. Isto caracteriza uma elevada quantidade de variáveis de otimização, mesmo para um sistema pequeno, como a rede de distribuição considerada neste estudo.

Após a formulação matemática do FPO-RETA via MPI, a implementação computacional foi realizada no *software Matlab* versão 2013b, com um computador Dell Intel Core i5, 8 GB de memória RAM. Os resultados obtidos para o ângulo do rotor e velocidade angular do gerador para o intervalo de tempo de 1,5 s são apresentados pelas Figuras 5.8 e 5.9. Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa da unidade de GD são descritos na Tabela 5.4. Os valores ótimos do perfil de tensão nas barras também permaneceram dentro dos limites operacionais e são apresentados na Tabela 5.5 e o total de perdas ativas calculadas nas linhas para este caso foi de 0,3430 MW. O algoritmo convergiu em 17 iterações e o tempo de CPU foi 567 minutos (9h e 45 min)³.

³É importante salientar que este tempo computacional bastante elevado se deu principalmente pela manipulação dos vetores e matrizes no *Matlab* em variáveis simbólicas. A montagem do vetor contendo as derivadas de primeira ordem referente às condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) e da matriz das derivadas de segunda ordem dada pela Hessiana (necessários para aplicação do Método de Newton) são realizados pelo algoritmo em matemática simbólica e posteriormente convertidos para

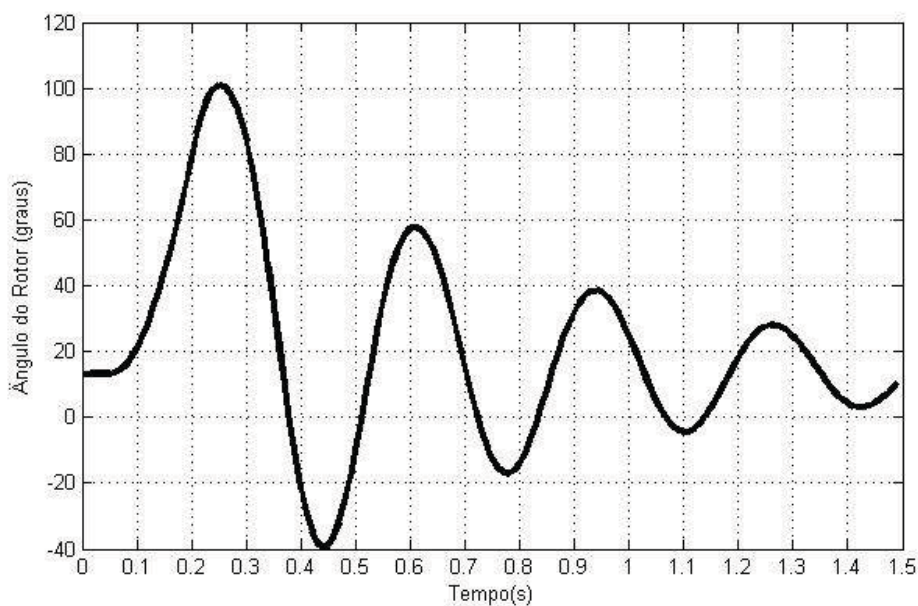


Figura 5.8: Ângulo do rotor da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.

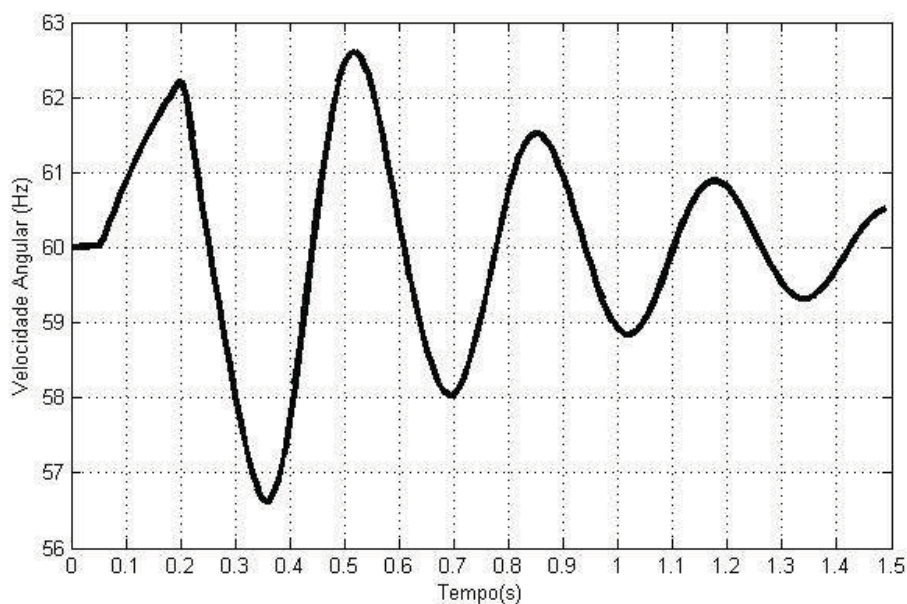


Figura 5.9: Velocidade angular da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.

valores numéricos. Este procedimento ocorre a cada iteração, quando se atribui os novos valores calculados das variáveis de otimização (pelo Método de Newton) no vetor simbólico das condições de KKT e da matriz simbólica Hessiana de forma que posteriormente é necessário converter (vetor KKT e Hessiana) novamente para valores numéricos. Isto permite calcular os novos valores das variáveis de otimização pela aplicação do Método de Newton. O vetor das condições de KKT bem como a matriz Hessiana não puderam ser reescritos após a sua formação em função das variáveis de otimização na forma numérica. Isto se deve à impossibilidade de se mostrarem impressos na tela de comandos do

Tabela 5.4: Despacho ótimo da unidade de GD1 referente ao FPO-RETA

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	27.20	14.12
GD1 (Barra 8)	5.44	0.25

Tabela 5.5: Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição referente ao FPO-RETA

Barra	$ V_n $	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9986	-0.0027
3	0.9654	-0.0410
4	0.9450	-0.0634
5	0.9368	-0.0709
6	0.9334	-0.0722
7	0.9316	-0.0751
8	0.9342	-0.0477

Este exemplo ilustra a dificuldade de convergência do algoritmo, mesmo para uma pequena rede com apenas um gerador, como o sistema apresentado na Figura 5.2. Mesmo que o tempo computacional possa ser reduzido por meio de diferentes estratégias de programação, o número de variáveis adicionado ao problema de otimização em razão da inclusão das restrições de estabilidade transitória passou de 150. É possível observar, conforme mostra este exemplo, a importância de se reduzir a dimensionalidade do programa para permitir manipular sistemas maiores, que apresentem possibilidade de se lidar com diversos cenários de multi-contingências e vários geradores alocados no sistema. Nesse sentido, este exemplo se apresenta de forma motivacional para a busca por alternativas de resolução do problema de FPO-RETA que reduza a quantidade de variáveis associada ao problema e, com isso, alivie o esforço computacional e o consumo de memória. Nesse contexto, a nova abordagem de solução do FPO-RETA descrito no Capítulo 4 se apresenta como uma alternativa para diminuir a dimensão do problema de otimização a partir da análise da primeira oscilação do ângulo do rotor. Com isso, o novo algoritmo proposto promove principalmente um

Matlab pelo fato de apresentarem mais de 25000 caracteres em cada elemento do vetor e da matriz. Portanto, a conversão de variáveis simbólicas para valores numéricos se torna o grande problema deste algoritmo em termos de tempo computacional e consumo de memória, já que deve ser feito a cada iteração do algoritmo. Diferentes estratégias de programação podem ser adotadas para diminuir o tempo computacional de resolução do problema

Tabela 5.6: Despacho ótimo da unidade de GD1 referente ao FPO convencional

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	13.09	9.66
GD1 (Barra 8)	19.29	4.95

Tabela 5.7: Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição referente ao FPO convencional

Barra	$ V_n $	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9990	-0.0013
3	0.9826	-0.0076
4	0.9762	-0.0008
5	0.9765	0.0097
6	0.9797	0.0225
7	0.9780	0.0198
8	0.9914	0.1000

aumento da velocidade de processamento para resolução do problema.

5.4.1 Análise comparativa entre o Fluxo de Potência Ótimo convencional e o Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular

Com o intuito de realizar uma análise comparativa entre o FPO convencional e o FPO-RETA, o mesmo problema descrito pelo Cenário 1 do sistema de distribuição na Figura 5.2 e resolvido pela abordagem clássica do FPO-RETA dado anteriormente nesta seção, foi também solucionado a partir de um FPO via MPI considerando somente as restrições de regime permanente. Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa da unidade de GD são descritos na Tabela 5.6 e os valores ótimos do perfil de tensão nas barras também permaneceram dentro dos limites operacionais e são apresentados na Tabela 5.7. O total de perdas ativas calculadas nas linhas para este caso do FPO convencional foi de 0,0936 MW. De mesma forma, a implementação computacional foi realizada no *software Matlab* versão 2013b, com um computador Dell Intel Core i5, 8 GB de memória RAM.

Tabela 5.8: Tabela comparativa entre FPO convencional e FPO-RETA

Dados	FPO convencional	FPO-RETA
Número total de variáveis de otimização	86	536
Número de iterações para convergência	7	17
Tempo (em min) de processamento computacional	0.1734	567.0527

Uma simulação numérica semelhante à descrita na seção 5.3 foi realizada via *software* ANATEM a fim de avaliar a resposta oscilatória do ângulo do rotor para o Cenário 1 a partir da incidência de uma perturbação no ramo 6-7 do sistema. Neste caso, considerou-se que o gerador fornecesse o montante ótimo de potência ativa determinado pelo FPO convencional (19.29 MW). A resposta verificada pelo *software* ANATEM demonstrou um comportamento oscilatório instável do ângulo do rotor. Assim, sob o ponto de vista de estabilidade transitória, a resposta se mostrou instável para a perturbação aplicada, embora tenha se considerado um despacho ótimo de potência ativa sob o ponto de vista de regime permanente, dado pelo FPO convencional. Isso demonstra a importância de se formular o problema de otimização considerando as restrições dinâmicas associadas às máquinas, justamente para se avaliar o problema tanto sob a ótica de regime permanente quanto de regime transitório.

A Tabela 5.8 mostra dados comparativos entre FPO convencional e FPO-RETA com relação à dimensão do problema (considerando todas as variáveis a serem otimizadas no processo, ou seja, variáveis de estado, variáveis de folga e multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade e desigualdade), número de iterações para convergência do programa e tempo computacional (em minutos) para ambos os casos.

Observa-se que para o mesmo sistema-teste e mesma função objetivo (considerando pesos iguais), o número total de variáveis do FPO-RETA é quase sete vezes maior do que o FPO convencional, apenas se retirando as restrições dinâmicas e variáveis associadas ao comportamento em regime transitório do problema de otimização. O número de iterações para convergência do problema também se mostrou maior até a convergência do FPO-RETA. E, de mesma forma, o tempo computacional se mostrou

consideravelmente mais elevado para o FPO-RETA, com 567.0527 min (ou 9h e 45 min) contra 0.1734 min (ou 10.4063 s) apresentado pelo FPO convencional.

5.5 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a rede de distribuição em estudo juntamente com os cenários de interesse para a realização de testes e simulações desse trabalho. Alguns estudos foram efetuados previamente às simulações do FPO-RETA afim de decidir o passo de integração adotado na formulação do problema de otimização. Outra análise foi realizada com relação à aplicação clássica do FPO-RETA considerando um intervalo de tempo suficiente para que as trajetórias de ângulo do rotor e velocidade angular se direcionem a um ponto de equilíbrio. Os resultados apontaram para a necessidade de se buscar alternativas para a resolução do FPO-RETA com o intuito de diminuir a dimensionalidade do problema e, com isso, aliviar o esforço computacional.

Assim, a alternativa proposta neste trabalho é baseada no FPO-RETA por meio do conceito de estabilidade transitória na primeira oscilação, o qual proporciona uma diminuição significativa no dimensionamento do problema, ao se considerar um menor intervalo de tempo no período pós-falta. No próximo capítulo serão apresentadas simulações do FPO-RETA por meio desta nova abordagem, tendo em vista os diferentes cenários de interesse na rede de distribuição em estudo apresentados neste capítulo.

CAPÍTULO 6

TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS DO ALGORITMO PROPOSTO

Neste capítulo são apresentadas as simulações do FPO-RETA por meio de uma nova abordagem proposta por este trabalho, baseada na análise da estabilidade transitória até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor. O algoritmo proposto para tal análise foi apresentado a partir do fluxograma da Figura 4.2 no Capítulo 4. Três cenários de interesse na rede de distribuição em estudo apresentados no Capítulo 5 são analisados com intuito de verificar as vantagens do algoritmo proposto com relação ao estudo do FPO-RETA como tradicionalmente é realizado.

Além disso, para o cenário multi-máquinas, envolvendo dois geradores conectados à rede de distribuição, é feita uma análise comparativa do algoritmo proposto. Para uma melhor avaliação que comprove os efeitos do processo de atualizações no cálculo das admitâncias das cargas e na inicialização das variáveis, testes foram efetuados, num primeiro momento, sem considerar as atualizações no cálculo das admitâncias de carga e das inicializações das variáveis de estado e de controle com os valores adquiridos no FPO-RETA atual; e, num segundo momento, testes são feitos considerando tais atualizações de forma a relatar a importância de sua inclusão no processo iterativo para a resolução do FPO-RETA. Todos os testes e simulações foram implementados no *software Matlab* versão 2013b, com um computador Dell Intel Core i5, 8 GB de memória RAM.

6.1 Testes para os Cenários 1, 2 e 3 desconsiderando o processo de atualização de parâmetros de carga e inicialização de variáveis

Simulações do algoritmo proposto são realizadas para os três cenários de interesse, envolvendo primeiramente uma máquina e posteriormente duas unidades de GD alocadas na rede de distribuição em estudo, conforme mostra o Capítulo 5. Nesta seção são avaliados os resultados da aplicação do algoritmo proposto desconsiderando os processos de atualização de parâmetros de carga (a qual implica na atualização das matrizes Y_{busL} e Y_{red} identificada pelo Passo 8 do fluxograma da Figura 4.2) e atualização na inicialização de variáveis (caracterizada pelo Passo 9 do fluxograma da Figura 4.2 no Capítulo 4).

Os testes para os três cenários de interesse adotam como contingência um curto-circuito trifásico aplicado próximo à barra 7 no instante de 0,6 s, o qual é eliminado após 15 ms pela desconexão do ramo 6-7 de forma que o passo de integração utilizado é de 0,01 s. Também é atribuído em todas as simulações um valor de 110° como sendo o ângulo máximo do rotor do gerador. Os valores numéricos dos parâmetros do modelo dos geradores são: $H = 1.5000$ s, $X'_d = 0.2310$ p.u., $D = 5.0$ e potência complexa base de 10 MVA. Por fim, os testes para os três cenários apresentados nesta seção consideram os pesos unitários para todos os termos da função objetivo utilizada no FPO-RETA.

6.1.1 Testes para o Cenário 1

Considere o Cenário 1 do sistema de distribuição de energia em estudo, conforme demonstra a Figura 5.2 (mesmo cenário e parâmetros utilizados para o exemplo de resolução clássica do FPO-RETA no Capítulo 5). Este sistema apresenta uma unidade de GD de 20 MW de capacidade nominal conectada à barra 8. Após a resolução

computacional do FPO-RETA por meio do algoritmo proposto pelo fluxograma da Figura 4.2 no Capítulo 4 (sem considerar as atualizações apresentadas pelos Passos 8 e 9), os resultados obtidos para o ângulo do rotor e velocidade angular do gerador são apresentados nas Figuras 6.1 e 6.2, respectivamente.

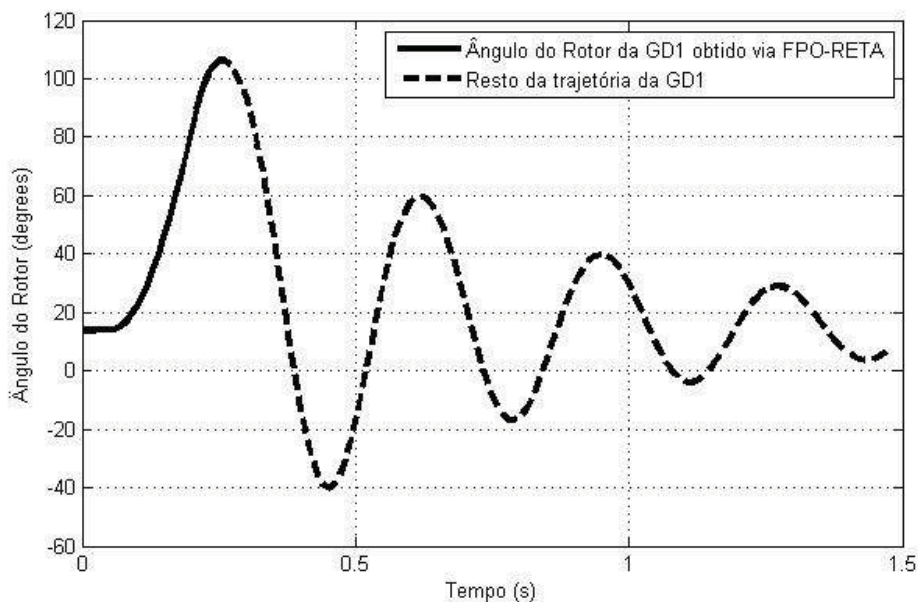


Figura 6.1: Ângulo do rotor da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.

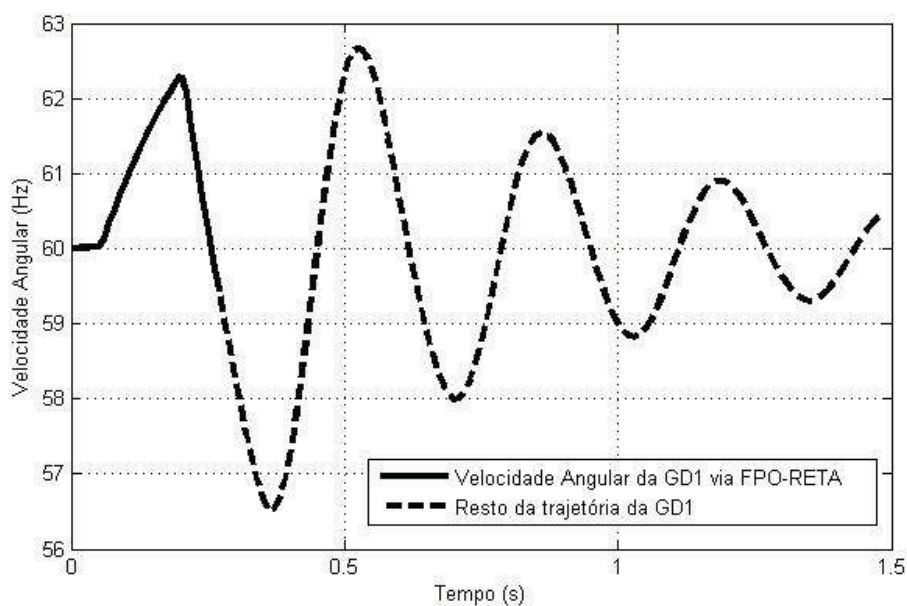


Figura 6.2: Velocidade angular da unidade de GD1 alocada na barra 8. Fonte: autoria própria.

Tabela 6.1: Despacho ótimo da GD1 obtido pela resolução do FPO-RETA

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	26.99	14.18
GD1 (Barra 8)	5.65	0.17

Tabela 6.2: Fasores ótimos de tensão nas barras obtidos pela resolução do FPO-RETA

Barra	V_n	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9986	-0.0027
3	0.9645	-0.0390
4	0.9430	-0.0589
5	0.9344	-0.0651
6	0.9309	-0.0658
7	0.9288	-0.0684
8	0.9327	-0.0421

Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa da unidade de GD são mostrados na Tabela 6.1. Os valores dos fasores de tensão (com módulo e ângulo de fase) em cada barra são verificados na Tabela 6.2. O total de perdas ativas na rede de distribuição para este caso foi de 0,3377 MW.

O algoritmo proposto precisou resolver quatro vezes o problema de FPO-RETA para alcançar o número mínimo necessário de passos de integração no período pós-falta que levasse a trajetória do ângulo do rotor a atingir o primeiro pico, que ocorreu no instante 0,27 s. Após a resolução do problema de otimização, o restante da trajetória foi obtido pelo método de integração numérica Runge-Kutta de 4ª ordem. Neste caso, assim como no caso da resolução do FPO-RETA considerando todo o intervalo de tempo de 1,5 s no processo de otimização, os pesos atribuídos à cada parcela da função objetivo (ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_G}) foram iguais a 1.

A partir dos resultados obtidos para o Cenário 1 pelo algoritmo proposto, é importante fazer uma análise dos valores de potência acelerante P_a para avaliar a satisfação das condições de estabilidade para o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor. De acordo com a Figura 6.3, observa-se que até a incidência da falta, a potência acelerante é nula, o que já era esperado pois o gerador está em regime permanente (ângulo do rotor e velocidade rotacional constantes). No período em falta a potência acelerante

Tabela 6.3: Análise comparativa entre o FPO-RETA clássico e FPO-RETA pelo algoritmo proposto

Dados Comparativos	FPO-RETA clássico	Algoritmo proposto
P_g^* (MW) Barra Subtransmissão	27.20	26.99
P_g^* (MW) GD1	5.44	5.65
Q_g^* (Mvar) Barra Subtransmissão	14.12	14.18
Q_g^* (Mvar) GD1	0.25	0.17
Perdas ativas totais (MW)	0,3430	0,3377
N° total de variáveis de otimização	536	230
Tempo (min) de processamento CPU	567	145

é positiva, o que faz a máquina acelerar e a velocidade aumenta (conforme nota-se no gráfico da velocidade angular na Figura 6.2). E finalmente no período pós-falta observa-se que P_a apresenta um comportamento oscilatório entre valores positivos e negativos, caracterizando um comportamento de aceleração e desaceleração da máquina ao longo do período analisado.

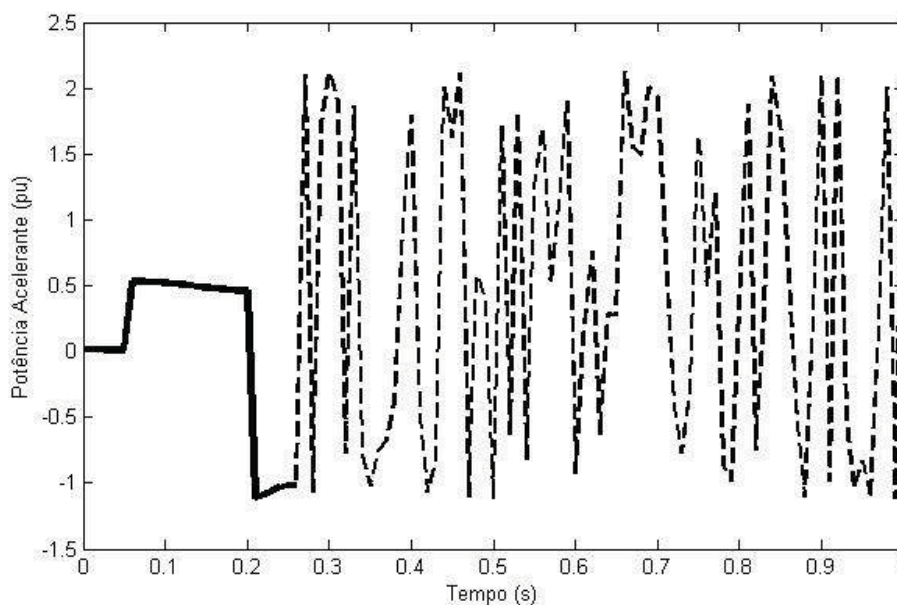


Figura 6.3: Potência acelerante (pu) ao longo do período. Fonte: autoria própria.

É possível fazer uma análise comparativa com relação ao desempenho da abordagem clássica do FPO-RETA e do FPO-RETA por meio do algoritmo proposto, conforme pode se observar na Tabela 6.3:

O tempo total de processamento para solução do FPO-RETA pelo algoritmo pro-

posto foi de 145 minutos (2h e 41 min) e o número total de variáveis de otimização de 230 são aqueles verificados no primeiro FPO-RETA executado, considerando três instantes de tempo no período após a eliminação da falta. Este resultado numérico indica que a nova abordagem se mostrou mais eficiente, reduzindo significativamente a dimensão do vetor de variáveis de otimização e o tempo computacional para a convergência do problema quando comparado ao tempo de solução do FPO-RETA considerando todo o intervalo de tempo de 1,5 s no processo de otimização, o qual levou 567 minutos (9h e 45 min)¹.

Conforme pode ser visto na Tabela 6.3, os valores ótimos de despacho de potência ativa e reativa, o total de perdas ativas, bem como, as respostas transitórias referente ao ângulo do rotor e velocidade angular da máquina apresentam valores similares ao se comparar os resultados via algoritmo proposto e a solução do FPO-RETA considerando todo o intervalo de tempo de 1,5 s no processo de otimização. Isto mostra que o algoritmo proposto resolve o problema do FPO-RETA com a mesma precisão de resultados que a abordagem clássica apresenta. Contudo, a nova abordagem diminui consideravelmente a dimensão adotada no problema, trazendo, com isso, uma maior velocidade de processamento computacional para convergência do problema.

6.1.2 Testes para os Cenários 2 e 3

Considere as configurações referente ao Cenário 2 do sistema com geração distribuída apresentada na Figura 5.3 do Capítulo 5. Neste caso, assume-se que as duas unidades geradoras são idênticas, com parâmetros iguais àqueles utilizados para o gerador do Cenário 1. Os resultados do ângulo do rotor e velocidade angular dos geradores para o Cenário 2 obtidos pelo algoritmo proposto, sem considerar a utilização do processo de atualização de variáveis e parâmetros de carga (sem considerar as atualizações apresentadas pelos Passos 8 e 9 no fluxograma da Figura 4.2), são

¹É importante ressaltar que o tempo computacional é influenciado pela capacidade de processamento e memória do computador utilizado, assim como, pelas estratégias empregadas para implementação computacional do algoritmo.

mostrados pelas Figuras 6.4 e 6.6. Para uma melhor percepção do comportamento oscilatório da GD2, outro gráfico do ângulo do rotor e velocidade angular da GD2 (em menor escala do eixo Y) é mostrado pelas Figuras 6.5 e 6.7, respectivamente.

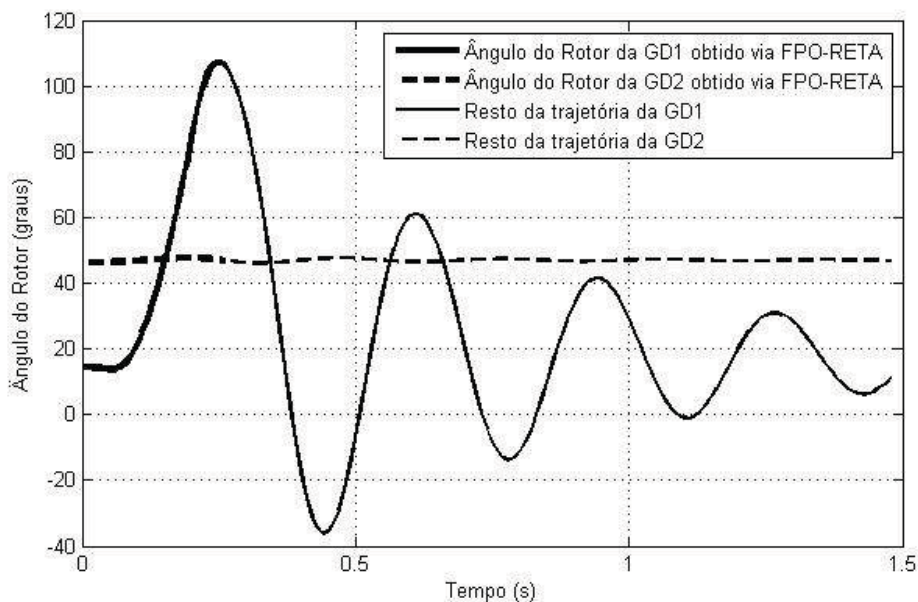


Figura 6.4: Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 2 (sem atualização de variáveis). Fonte: autoria própria.

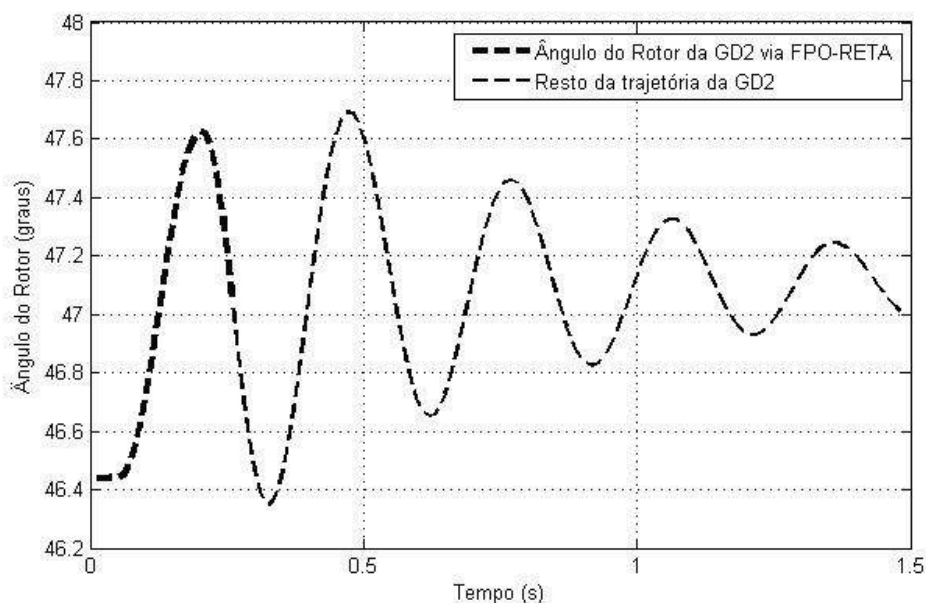


Figura 6.5: Detalhe do ângulo do rotor da GD2 referente ao Cenário 2. Fonte: autoria própria.

Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa das unidades

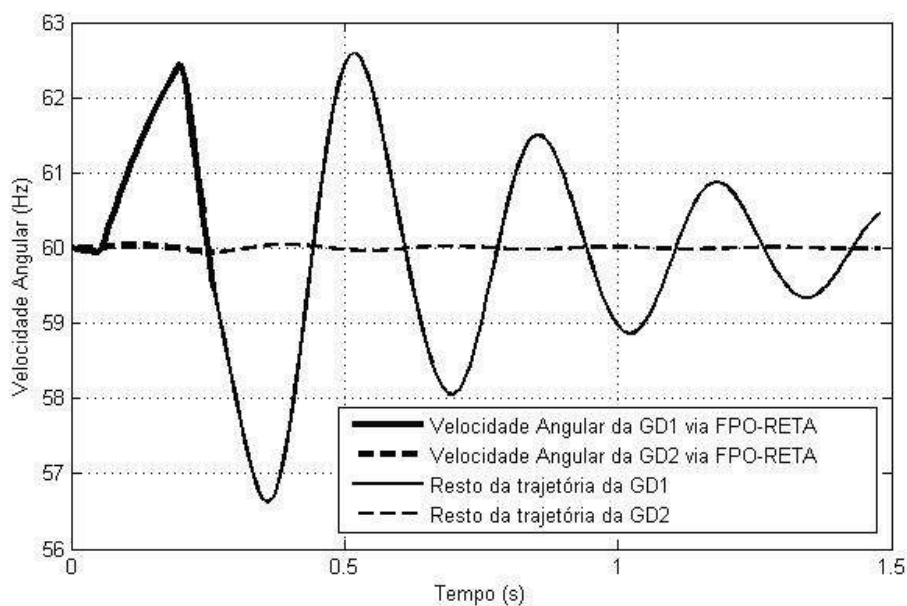


Figura 6.6: Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 2 (sem atualização de variáveis). Fonte: autoria própria.

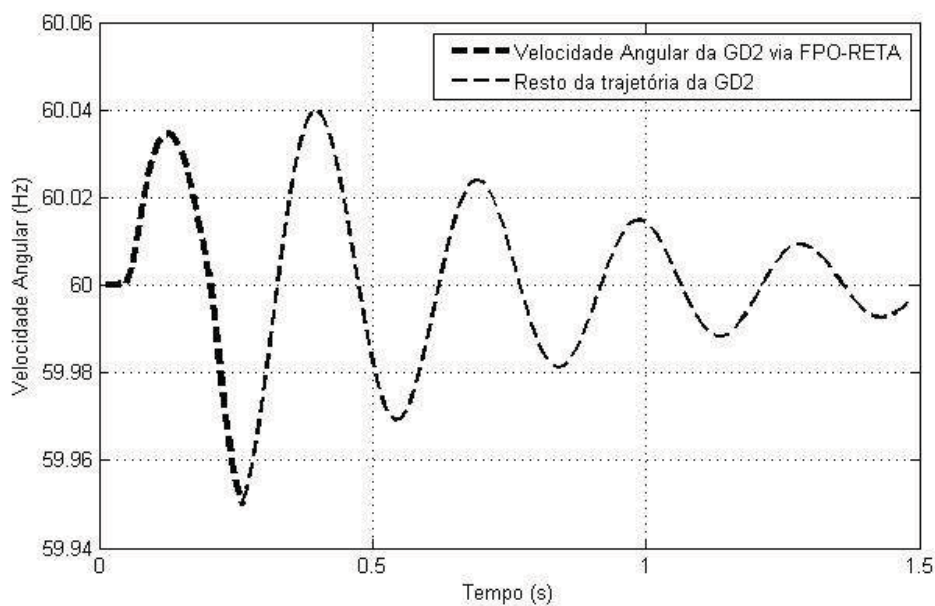


Figura 6.7: Detalhe da velocidade angular da GD2 referente ao Cenário 2. Fonte: autoria própria.

de GD são descritos na Tabela 6.4 bem como os valores dos fasores de tensão (com módulo e ângulo da tensão) em cada barra são verificados na Tabela 6.5. O total de perdas ativas calculadas nas linhas para este caso foi de 0,3170 MW.

Os fasores ótimos de tensão também respeitam os limites impostos na formulação

Tabela 6.4: Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Cenário 2 obtido pela resolução do FPO-RETA

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	6.9189	15.4904
GD1 (Barra 8)	6.2775	0.1030
GD2 (Barra 9)	19.4209	0.1315

Tabela 6.5: Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição do Cenário 2 obtidos pela resolução do FPO-RETA

Barra	V_n	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9985	-0.0007
3	0.9648	-0.0356
4	0.9435	-0.0541
5	0.9351	-0.0595
6	0.9317	-0.0595
7	0.9296	-0.0621
8	0.9330	-0.0331
9	0.9932	-0.0756

do problema, que foi de 0,90 p.u. à 1,10 p.u. para todas as barras do sistema.

Neste caso, é interessante observar que após a aplicação da falta no sistema a unidade de GD2 apresenta oscilações de menor amplitude e sua geração de potência ativa ficou próxima da nominal. Isto se deve ao fato desta unidade estar localizada próxima ao barramento infinito (subestação) da rede, o que acaba amenizando os impactos decorrentes da perturbação no sistema neste gerador e, justamente por isso, a GD2 apresenta um despacho de potência ativa maior.

Agora, considere o Cenário 3 do sistema com geração distribuída apresentado pela Figura 5.4 do Capítulo 5, com duas unidades geradoras idênticas. Os resultados do FPO-RETA pelo algoritmo proposto (desconsiderando as atualizações apresentadas pelos Passos 8 e 9 no fluxograma da Figura 4.2) para a resposta eletromecânica do ângulo do rotor e velocidade angular dos geradores do Cenário 3 são mostrados nas Figuras 6.8 e 6.9, respectivamente. Verifica-se aí que o instante do primeiro pico do ângulo do rotor, tanto da GD1 quanto da GD2, se dá em 0.27 s. Isto ocorre porque as máquinas são idênticas e estão localizadas bem próximas entre si.

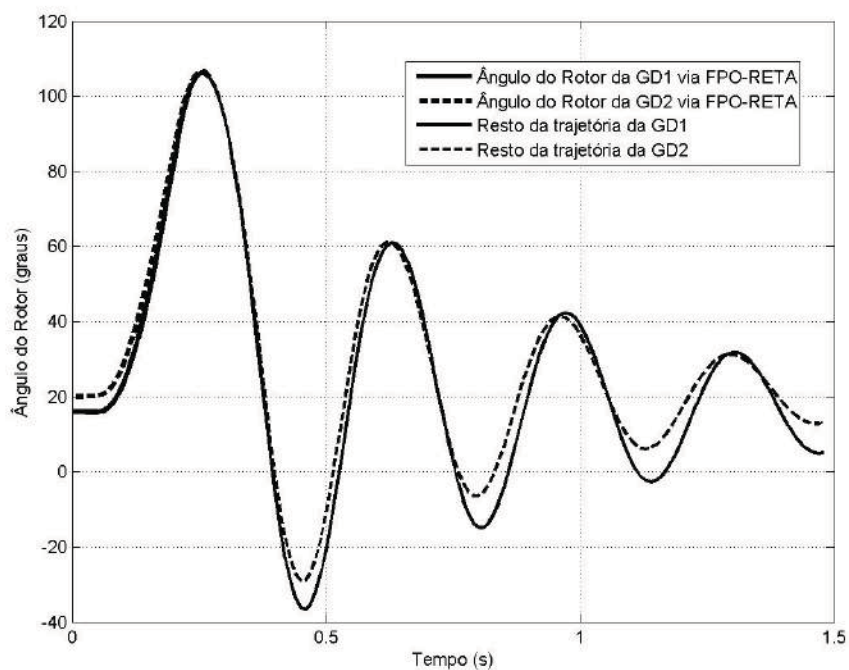


Figura 6.8: Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 (sem as atualizações propostas). Fonte: autoria própria.

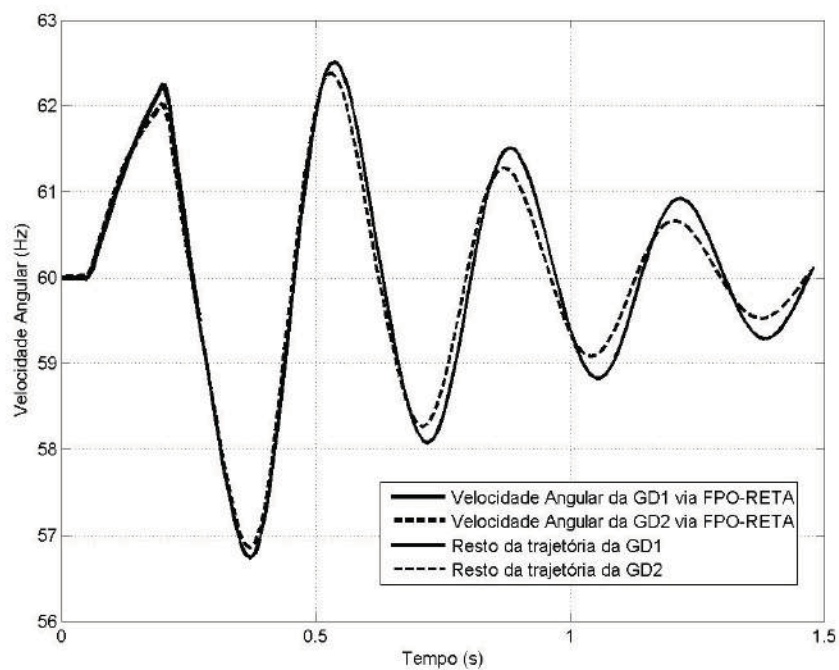


Figura 6.9: Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 (sem as atualizações propostas). Fonte: autoria própria.

Tabela 6.6: Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Cenário 3 obtido pela resolução do FPO-RETA

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	19.5012	12.8105
GD1 (Barra 8)	5.6341	0.1268
GD2 (Barra 9)	7.3050	0.7192

Tabela 6.7: Fasores ótimos de tensão nas barras da rede de distribuição do Cenário 3 obtidos pela resolução do FPO-RETA

Barra	V_n	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9987	-0.0020
3	0.9717	-0.0216
4	0.9561	-0.0265
5	0.9510	-0.0233
6	0.9475	-0.0241
7	0.9457	-0.0268
8	0.9481	-0.0008
9	0.9537	0.0068

Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa das unidades de GD são descritos na Tabela 6.6, bem como, os valores dos fasores de tensão (com módulo e ângulo da tensão) em cada barra são verificados na Tabela 6.7. O total de perdas ativas calculadas nas linhas para este caso foi de 0,1403 MW. Neste caso, o despacho de potência ativa de ambas as unidades de GD alocadas ao sistema é maximizado e apresenta o valor ideal para ser despachado de maneira que as máquinas garantam a estabilidade ao longo do período analisado. O mesmo ocorre para a minimização do despacho de potência reativa, o qual apresentou um bom resultado, quase zerando a injeção de potência reativa ao sistema.

O tempo total de convergência do algoritmo de resolução do FPO-RETA foi de 628 minutos (10h e 28 min). Ao todo foi necessário resolver cinco vezes o problema de FPO-RETA para se alcançar o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor de ambos os geradores no período pós-falta. Portanto, cinco *loops* no fluxograma da Figura 4.2 foram realizados até que o ângulo do rotor de ambos os geradores alcançassem o primeiro pico de oscilação. O número de iterações, bem como o tempo (em minutos) exigido para a execução de cada FPO-RETA para o Cenário 3 (sem as atualizações

no cálculo das admitâncias de carga e das inicializações das variáveis de estado e de controle) é ilustrado nas Figuras 6.10 e 6.11. É possível notar que a primeira execução do FPO-RETA se resolve em 12 iterações. Nas execuções seguintes a quantidade de iterações se mantém a cada FPO-RETA executado, sendo que nos dois últimos apresenta-se um aumento no número de iterações para convergência do algoritmo. O tempo para convergência de cada FPO-RETA também aumenta gradativamente ao longo do processo, conforme pode ser verificado na Figura 6.11.

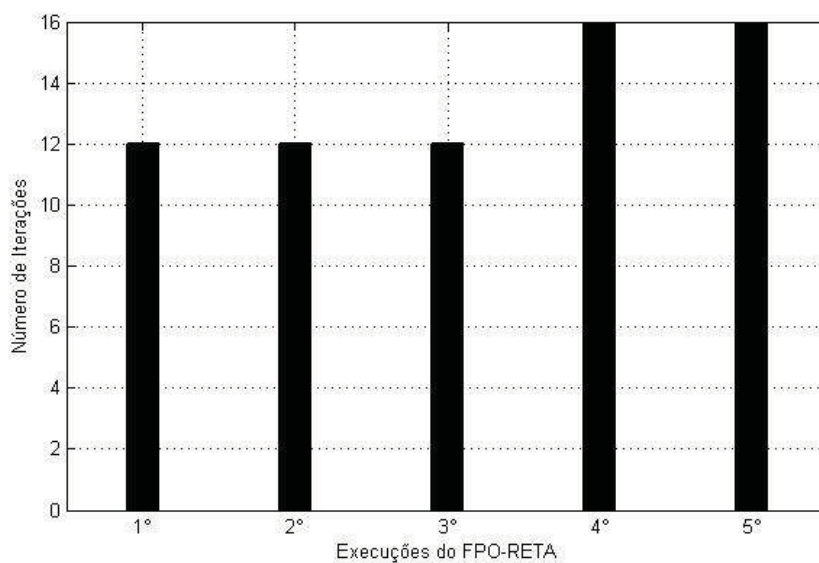


Figura 6.10: Número de iterações necessário para resolução de cada FPO-RETA no laço interno do algoritmo proposto. Resultado referente ao Cenário 3 (sem atualizações). Fonte: autoria própria.

Com a análise dos Cenários 2 e 3, onde as unidades de GD foram alocadas em diferentes pontos de conexão na rede, é possível observar que as respostas transitórias das máquinas foram consideravelmente diferentes no que diz respeito ao comportamento de oscilação eletromecânica. Nota-se que quando a GD é alocada num local mais distante ao ponto onde ocorre a falta e próximo à barra que representa a subestação de energia elétrica do sistema, esta máquina oscila com amplitude muito baixa, como se não fosse afetada de modo significativo com a aplicação da perturbação, além de despachar mais potência ativa. Já em relação ao Cenário 3, onde ambas as unidades de GD foram acopladas próximas ao local da falta no sistema, verifica-se que

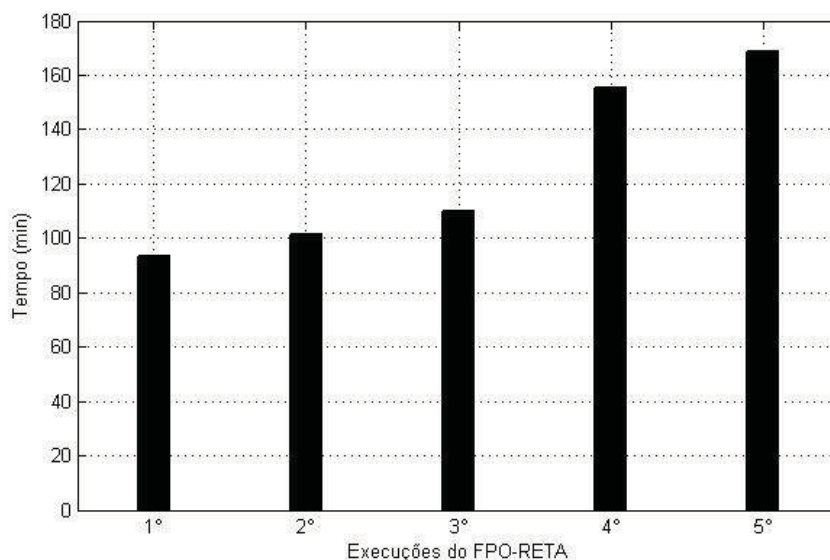


Figura 6.11: Tempo (min) exigido para resolução de cada FPO-RETA no laço interno do algoritmo proposto. Resultado referente ao Cenário 3 (sem atualizações). Fonte: autoria própria.

as duas máquinas são afetadas de forma mais significativa pelo distúrbio, atingindo picos mais acentuados na primeira oscilação angular do rotor. Esta avaliação indica a importância de se realizar estudos de alocação otimizada frente a diversos cenários possíveis, já que o comportamento transitório das máquinas difere consideravelmente dependendo do local onde estão alocadas, bem como, do local onde a perturbação ocorre. Portanto, estudos devem ser feitos não somente direcionados a análise em termos de otimização da operação, mas também devem ser avaliados os melhores pontos de conexão dos geradores no sistema. Para isso, devem ser considerados algoritmos de busca, por exemplo, os quais possibilitariam a diversificação de cenários para análise da estabilidade transitória.

6.2 Testes para o Cenário 3 considerando o processo de atualização de parâmetros de carga e inicialização de variáveis

Esta seção apresenta alguns testes realizados para o Cenário 3 com o algoritmo proposto para resolução do FPO-RETA levando em consideração o processo de atuali-

zação do cálculo das admitâncias de carga e da inicialização das variáveis de estado e de controle. São apresentados três diferentes casos para o Cenário 3, os quais foram definidos a partir da especificação de pesos a cada parcela da função objetivo. Lembrando que a função objetivo leva em consideração três parcelas distintas, conforme foi estabelecido em (3.1) no Capítulo 3: minimização das perdas ativas do sistema (dada por f_1), maximização do despacho de potência ativa das unidade de GD (dada por f_2) e minimização da potência reativa injetada pelas unidades de GD (dada por f_3). Pesos são atribuídos para cada uma das parcelas da função multi-objetivo e são determinados por ω_p , referente ao peso da minimização das perdas ativas do sistema, ω_{maxP_G} , referente à maximização do despacho de potência ativa das unidade de GD e ω_{minQ_G} , para minimização da potência reativa injetada pelas GD. Isso permite testar o algoritmo proposto frente à diferentes prioridades na função objetivo.

Para estabelecer tais prioridades, algumas simulações foram realizadas para o Cenário 3 considerando diferentes atribuições de pesos para a função multi-objetivo. Após a solução do algoritmo ao final do processo, cada parcela da função objetivo foi calculada a fim de determinar a real prioridade de uma parcela com relação à outra. Este procedimento possibilitou ponderar valores de pesos para cada uma das parcelas de tal forma que o problema de otimização responda de acordo com a prioridade desejada. Os casos propostos para o Cenário 3 descritos nesta seção consideram esta ponderação nos valores de pesos de maneira que para cada caso analisado, uma das parcelas da função multi-objetivo é priorizada. Essa prioridade é comprovada ao se determinar os valores ótimos das variáveis de controle para cada caso, possibilitando, com isso, o cálculo e a verificação da maior parcela da função multi-objetivo.

6.2.1 Caso A - Função objetivo com prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de geração distribuída

O Caso A diz respeito ao Cenário 3 considerando todos os pesos da função objetivo (ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_G}) iguais a 1, o que confere prioridade para a parcela f_2 da função multi-objetivo, a qual descreve a maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de GD.

Os resultados do ângulo do rotor e velocidade angular para este caso são apresentados pelas Figuras 6.12 e 6.13, respectivamente. Observa-se que o instante de pico tanto da GD1 quanto da GD2 se dá no instante 0.27 s. Neste caso, é possível observar que a inclusão do processo de atualização das admitâncias das cargas apresentou resultado com valor de pico do ângulo do rotor praticamente igual àquele verificado no mesmo algoritmo sem as atualizações (ao se comparar as Figuras 6.8 e 6.12).

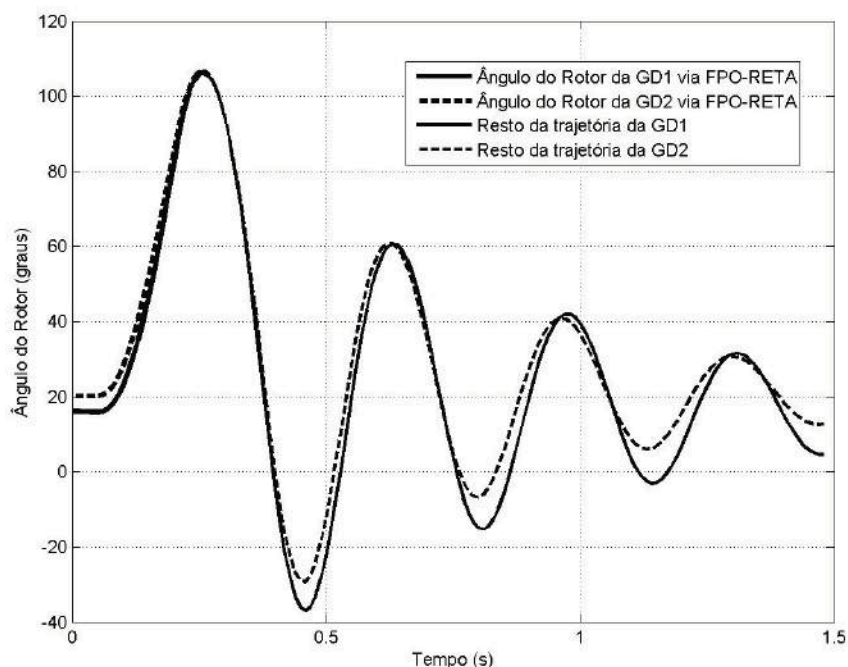


Figura 6.12: Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso A. Fonte: autoria própria.

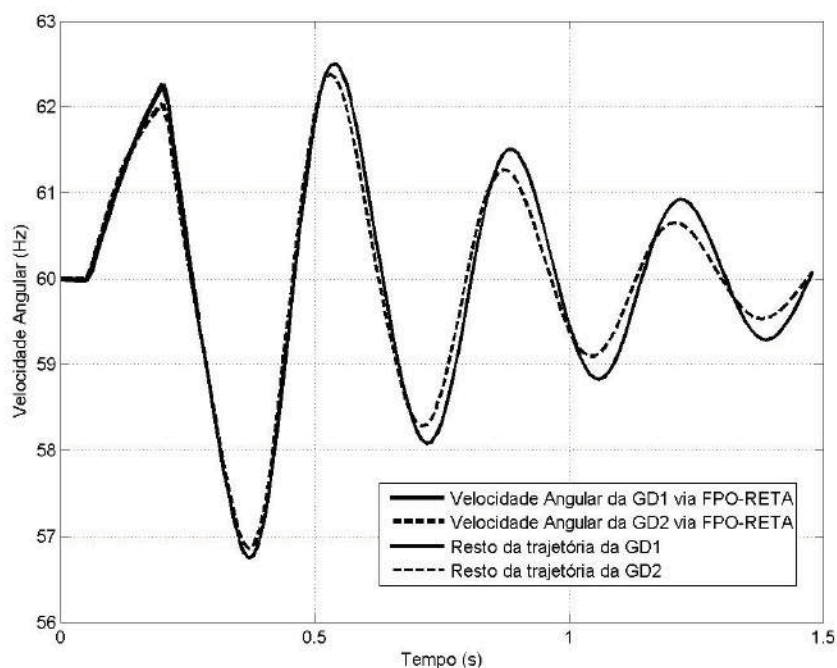


Figura 6.13: Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso A. Fonte: autoria própria.

Tabela 6.8: Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Caso A obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	19.4283	12.7787
GD1 (Barra 8)	5.6734	0.1280
GD2 (Barra 9)	7.3369	0.7462

Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa das unidades de GD são descritos na Tabela 6.8, bem como, os valores dos fasores de tensão (com módulo e ângulo da tensão) em cada barra são verificados na Tabela 6.9. O total de perdas ativas calculadas nas linhas para este caso foi de 0,1387 MW. O despacho de potência ativa tanto na GD1 quanto na GD2 foi maximizado de forma satisfatória. De mesma forma, a minimização do despacho de potência reativa apresentou um bom resultado, quase zerando a injeção de potência reativa pelas unidades de GD ao sistema.

Conforme a Tabela 6.9, os fasores ótimos de tensão obedeceram os limites impostos na formulação do problema.

Tabela 6.9: Fasores ótimos de tensão nas barras para o Caso A obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)

Barra	V_n	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9987	-0.0019
3	0.9718	-0.0214
4	0.9564	-0.0262
5	0.9513	-0.0229
6	0.9478	-0.0237
7	0.9459	-0.0263
8	0.9483	-0.0002
9	0.9541	0.0073

Ao todo foi necessário resolver cinco vezes o problema de FPO-RETA para se alcançar o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor de ambos os geradores no período pós-falta. O tempo total para convergência do algoritmo foi de 356 minutos (5h e 56 min), quase a metade do tempo necessário para resolver o mesmo problema sem a inclusão do processo de atualização da inicialização das variáveis de controle e de estado. As Figuras 6.14 e 6.15 mostram o número de iterações e o tempo (em minutos) para convergência de cada FPO-RETA executado no algoritmo considerando as atualizações propostas (em azul) e desconsiderando tais atualizações (em preto). Pode-se perceber que o número de iterações, bem como, o tempo de execução do programa decai a cada FPO-RETA quando comparado ao algoritmo desconsiderando as atualizações dos Passos 8 e 9 do fluxograma da Figura 4.2, não necessitando mais do que 13 iterações para convergência de cada FPO-RETA. Isso demonstra a efetividade das atualizações principalmente no que se refere aos valores inicializados a cada FPO-RETA, garantindo uma maior velocidade de processamento computacional.

Como tentativa para justificar o comportamento do gráfico das Figuras 6.14 e 6.15, especialmente com relação ao aumento do tempo e número de iterações para convergência do segundo FPO-RETA executado no algoritmo proposto com atualizações, faz-se uma análise dos valores ótimos (de potência ativa P_g^* , reativa Q_g^* e fasores de tensão $V_n \angle \Theta$). A Tabela 6.10 avalia a geração de potências ativa e reativa verificadas a cada FPO-RETA executado e a Tabela 6.11, demonstra os fasores de tensão

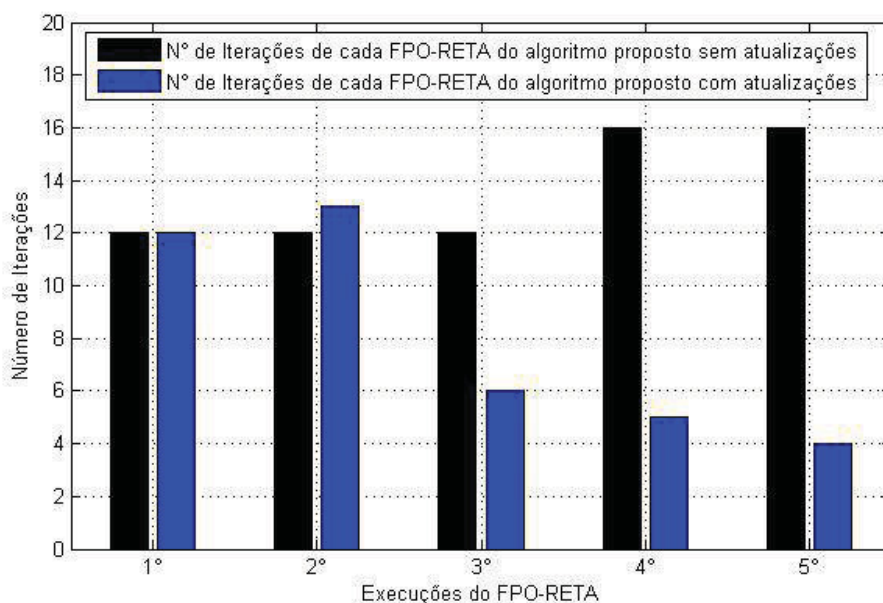


Figura 6.14: Número de iterações a cada FPO-RETA executado - Caso A. Fonte: autoria própria.

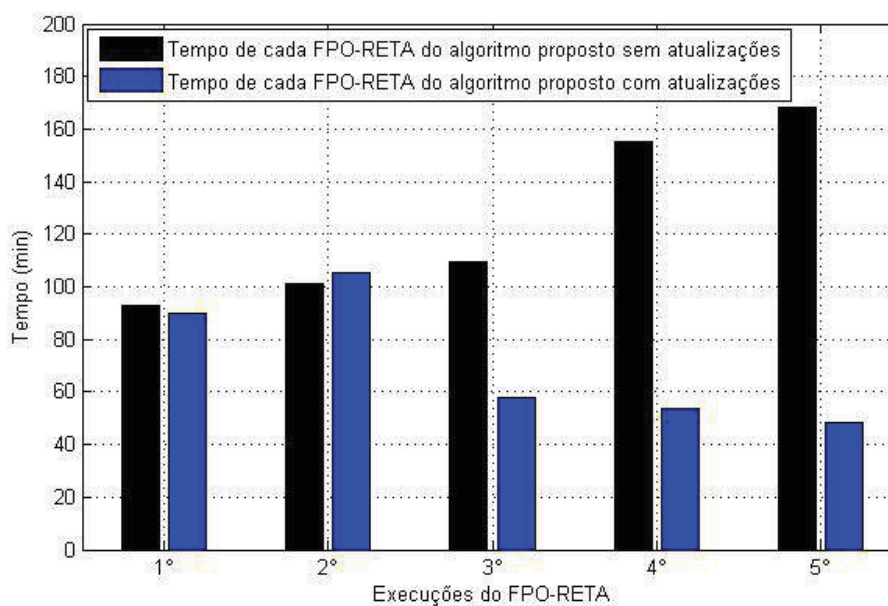


Figura 6.15: Tempo (min) exigido para a execução de cada FPO-RETA - Caso A. Fonte: autoria própria.

determinados a cada FPO-RETA.

Os módulos de tensão determinados na Tabela 6.11 referente aos resultados ótimos para cada FPO-RETA podem ser verificados no gráfico da Figura 6.16, o qual mostra os valores utilizados para inicialização das tensões a cada FPO-RETA. Pela análise do

Tabela 6.10: Valores ótimos de potência ativa e reativa a cada FPO-RETA executado

Geração	FPO-RETA				
	1°	2°	3°	4°	5°
P_g^* (MW) Barra Subtransmissão	18.773	19.076	19.281	19.378	19.428
P_g^* (MW) GD1 (Barra 8)	6.005	5.862	5.758	5.704	5.673
P_g^* (MW) GD2 (Barra 9)	7.660	7.502	7.402	7.358	7.337
Q_g^* (Mvar) Barra Subtransmissão	13.172	13.089	12.993	12.889	12.779
Q_g^* (Mvar) GD1 (Barra 8)	0.119	0.122	0.125	0.127	0.128
Q_g^* (Mvar) GD2 (Barra 9)	0.394	0.467	0.552	0.647	0.746

Tabela 6.11: Valores ótimos dos fasores de tensão determinados a cada FPO-RETA

Tensão Barras	FPO-RETA				
	1°	2°	3°	4°	5°
$V_1 \angle \theta$	1.0 \angle 0	1.0 \angle 0	1.0 \angle 0	1.0 \angle 0	1.0 \angle 0
$V_2 \angle \theta$	0.998 \angle - 0.002	0.998 \angle - 0.002	0.998 \angle - 0.002	0.998 \angle - 0.002	0.998 \angle - 0.002
$V_3 \angle \theta$	0.971 \angle - 0.019	0.971 \angle - 0.020	0.971 \angle - 0.021	0.971 \angle - 0.021	0.972 \angle - 0.021
$V_4 \angle \theta$	0.955 \angle - 0.023	0.955 \angle - 0.024	0.955 \angle - 0.025	0.956 \angle - 0.026	0.956 \angle - 0.026
$V_5 \angle \theta$	0.949 \angle - 0.018	0.949 \angle - 0.020	0.950 \angle - 0.022	0.950 \angle - 0.022	0.951 \angle - 0.023
$V_6 \angle \theta$	0.946 \angle - 0.019	0.946 \angle - 0.021	0.946 \angle - 0.022	0.947 \angle - 0.023	0.948 \angle - 0.024
$V_7 \angle \theta$	0.944 \angle - 0.022	0.944 \angle - 0.024	0.944 \angle - 0.025	0.945 \angle - 0.026	0.946 \angle - 0.026
$V_8 \angle \theta$	0.946 \angle 0.006	0.946 \angle 0.003	0.947 \angle 0.001	0.948 \angle 0.0004	0.948 \angle - 0.0002
$V_9 \angle \theta$	0.951 \angle 0.013	0.951 \angle 0.010	0.952 \angle 0.009	0.953 \angle 0.008	0.954 \angle 0.007

gráfico das tensões nos barramentos a cada FPO-RETA executado, é possível retirar uma hipótese do motivo pelo qual o segundo FPO-RETA apresenta um aumento no número de iterações para convergência do problema. Trata-se da atualização das admitâncias das cargas (Passo 8 do algoritmo proposto). Para a execução do primeiro FPO-RETA, as admitâncias das cargas são calculadas utilizando módulo das tensões nas barras como 1 p.u. (valores de inicialização do primeiro FPO-RETA, em azul no gráfico da Figura 6.16), portanto são inicialmente calculadas de forma aproximada (não considerando valores reais das tensões nos barramentos). Já no segundo FPO-RETA, as admitâncias de carga são atualizadas com base nas tensões obtidas como solução do primeiro FPO-RETA, que para algumas barras é bem diferente de 1 p.u., conforme pode ser visto na Figura 6.16 pelas barras em verde referente às tensões adquiridas pela solução do primeiro FPO-RETA. Agora, ao se analisar os módulos de tensão nas barras para inicialização do terceiro FPO-RETA, é possível notar que as tensões quase não se alteraram em relação às inicializações do FPO-RETA anterior (barras em verde

e vermelho do gráfico), e, portanto, a atualização das admitâncias de cargas não foi muito significativa (ou seja, as admitâncias quase não se alteraram e não impactam de uma forma considerável no processo de otimização).

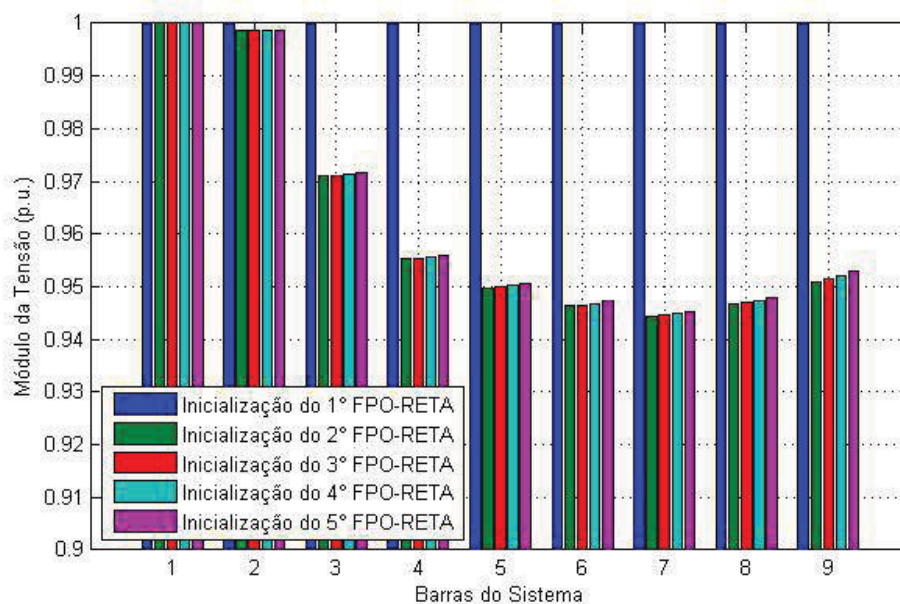


Figura 6.16: Inicialização da magnitude de tensão nas barras para cada FPO-RETA. Fonte: autoria própria.

Outra análise possível a partir do algoritmo proposto é a avaliação das respostas transitórias de ângulos do rotor para cada FPO-RETA executado. As Figuras 6.17 e 6.18, mostram o comportamento das unidades de GD1 e GD2, respectivamente, para cada FPO-RETA efetuado no algoritmo proposto. Ao se analisar as curvas de ângulo do rotor de um FPO-RETA para outro, é possível verificar que o algoritmo proposto mostra boa eficiência na convergência dos resultados de resposta dinâmica para uma solução que garanta a estabilidade da máquina.

Após a determinação dos valores ótimos das variáveis de controle, faz-se necessário calcular cada parcela da função objetivo (f_1 , f_2 e f_3) a fim de verificar a real prioridade de minimização (maximização) que o algoritmo propõe. Neste caso, deseja-se priorizar a f_2 , a qual descreve a maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de GD. Na Tabela 6.12, é possível verificar que a parcela f_2 é priorizada nesta função objetivo, já que apresenta um valor maior do que as demais (f_1 e f_3).

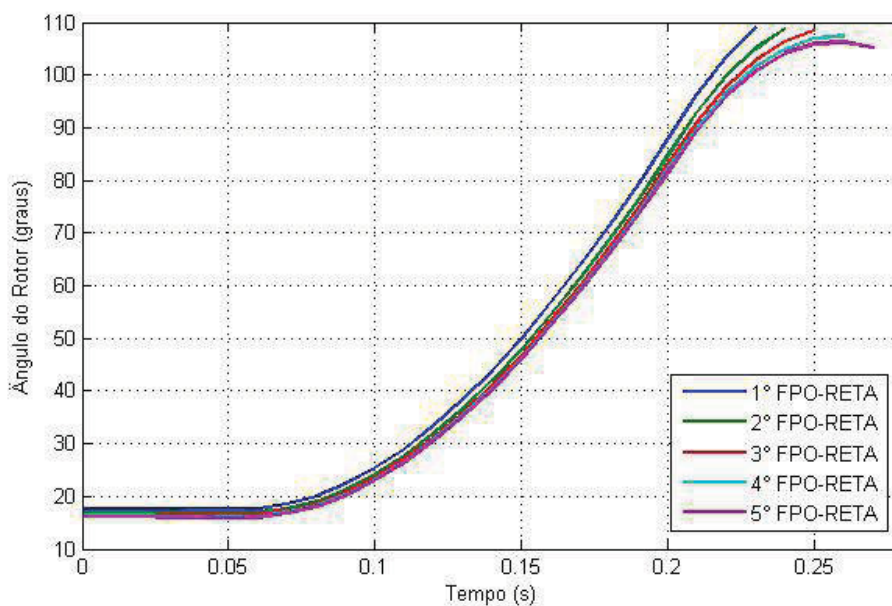


Figura 6.17: Respostas transitórias de ângulos do rotor da GD1 para cada FPO-RETA executado. Fonte: autoria própria.

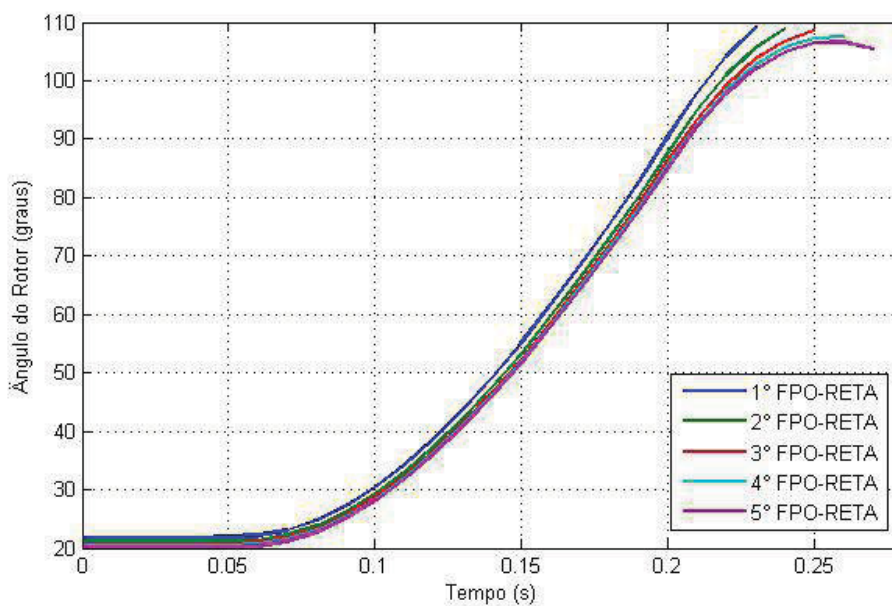


Figura 6.18: Respostas transitórias de ângulos do rotor da GD2 para cada FPO-RETA executado. Fonte: autoria própria.

6.2.2 Caso B - Função objetivo com prioridade para a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema

O Caso B se refere ao Cenário 3 considerando os seguintes pesos para a função objetivo: $\omega_p = 3$, $\omega_{maxP_G} = 1$ e $\omega_{minQ_G} = 1$, o que confere prioridade para a parcela f_1

Tabela 6.12: Função objetivo com prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de GD

f_1	f_2	f_3
32.439	36.560	0.874

da função multi-objetivo, a qual descreve a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema.

Os resultados do ângulo do rotor e velocidade angular para este caso são apresentados pelas Figuras 6.19 e 6.20, respectivamente. Neste caso, é possível observar que o valor de pico para a GD1 quase atinge o limite máximo do ângulo, estabelecido em 110° .

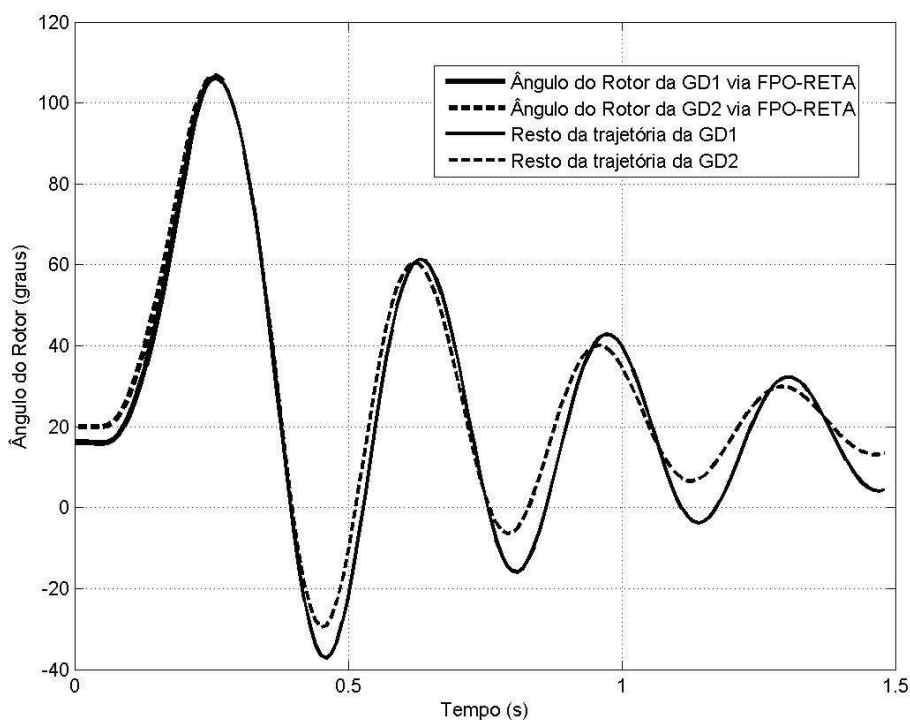


Figura 6.19: Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso B. Fonte: Autoria própria.

Os valores ótimos de despacho de potência ativa e de potência reativa das unidades de GD são descritos na Tabela 6.13, bem como, os valores dos fasores de tensão (com módulo e ângulo da tensão) em cada barra são verificados na Tabela 6.14. Observa-se que o instante de pico de ambas as máquinas se dá no instante 0,27 s. O total de

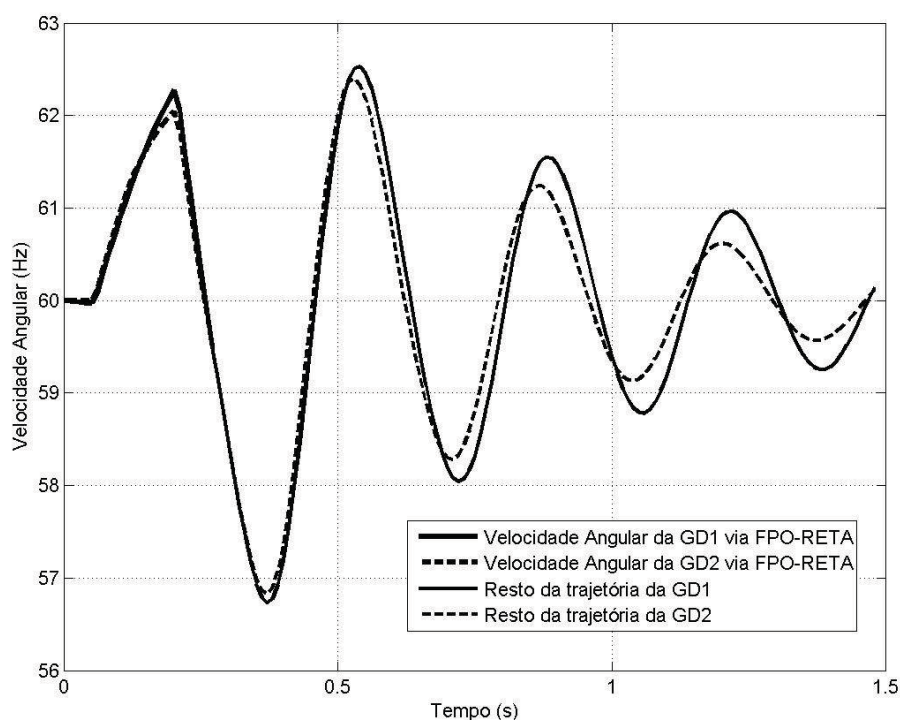


Figura 6.20: Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso B. Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.13: Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Caso B obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	19.3354	12.4927
GD1 (Barra 8)	5.7022	0.1343
GD2 (Barra 9)	7.3948	1.0015

perdas ativas calculadas nas linhas para este caso foi de 0,1324 MW. Conforme a prioridade estabelecida para a função objetivo, a minimização de perdas ativas nos ramos do sistema é realizada, apresentando um valor um pouco menor de perdas com relação ao Caso A. Embora não fosse a prioridade maior deste caso, também foi possível notar uma boa minimização do despacho de potência reativa e maximização da potência ativa injetada no sistema.

Conforme mostra a Tabela 6.14, os fasores ótimos de tensão obedeceram os limites impostos na formulação do problema.

Neste caso, foi necessário resolver cinco vezes o problema de FPO-RETA para se

Tabela 6.14: Fasores ótimos de tensão nas barras para o Caso B obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)

Barra	V_n	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9988	-0.0019
3	0.9726	-0.0213
4	0.9577	-0.0261
5	0.9530	-0.0228
6	0.9496	-0.0235
7	0.9477	-0.0262
8	0.9501	0.0000
9	0.9569	0.0076

alcançar o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor de ambos os geradores no período pós-falta. O tempo total para convergência deste algoritmo com atualizações foi de 355 minutos (5h e 55 min) contra 605 minutos (10h e 5 min) para convergência do FPO-RETA para o mesmo Cenário 3 - Caso B sem considerar as atualizações propostas. As Figuras 6.21 e 6.22 mostram de forma comparativa ambas as abordagens (considerando e desconsiderando as atualizações) no que diz respeito ao número de iterações e o tempo (em minutos) para convergência de cada FPO-RETA executado até atingir o pico da primeira oscilação e garantir a estabilidade do sistema. Pode-se perceber que o número de iterações, bem como, o tempo de execução do programa decai de forma bastante significativa a cada FPO-RETA executado no caso do algoritmo levando-se em consideração os processos de atualização das admitâncias de cargas e inicialização das variáveis.

Com isso, confirma-se que o processo de atualização da matriz admitância de cargas Y_L e da inicialização das variáveis a cada FPO-RETA torna mais eficiente o problema de otimização. Esta melhoria é verificada através de uma maior precisão nos resultados (esboçando melhores valores ótimos do ângulo do rotor, velocidade angular e despacho de potência ativa e reativa), mas principalmente pela forma mais rápida em que se dá a convergência do algoritmo.

Após a solução do algoritmo proposto, cada parcela da função objetivo (f_1 , f_2 e f_3) é calculada para verificação da real prioridade deste caso, a qual deseja minimizar

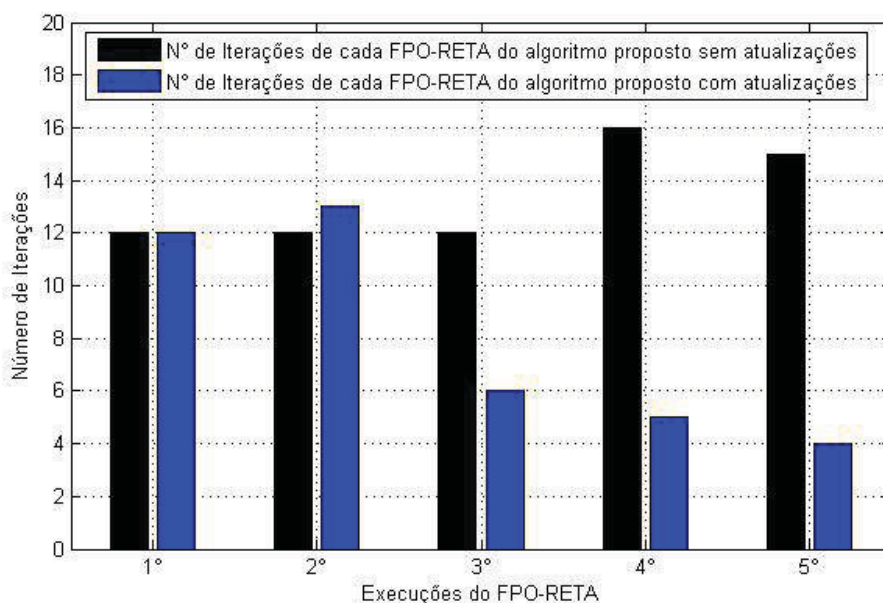


Figura 6.21: Número de Iterações a cada FPO-RETA executado - Caso B. Fonte: autoria própria.

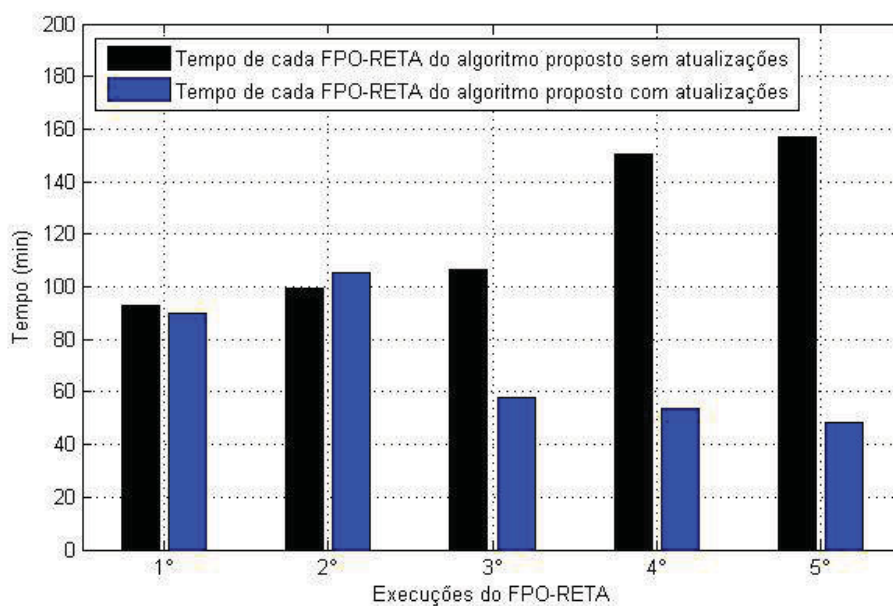


Figura 6.22: Tempo (min) exigido para a execução de cada FPO-RETA - Caso B. Fonte: autoria própria.

as perdas ativas determinadas nas linhas do sistema (dada por f_1). A Tabela 6.15, demonstra tal verificação de forma que a parcela f_1 apresenta o maior valor das três parcelas, o que confere prioridade na minimização das perdas ativas do sistema.

Tabela 6.15: Função objetivo com prioridade para minimização de perdas ativas nos ramos do sistema

f_1	f_2	f_3
97.297	36.332	1.136

6.2.3 Caso C - Função objetivo com prioridade para minimização da injeção de potência reativa pelas unidades de geração distribuída

O Caso C se refere ao Cenário 3 considerando os seguintes pesos da função objetivo: $\omega_p = 1$, $\omega_{maxP_G} = 1$ e $\omega_{minQ_G} = 100$. Neste caso, há prioridade da parcela f_3 na função objetivo, a qual pretende minimizar a injeção de potência reativa pelas unidades de GD. Os resultados do ângulo do rotor e velocidade angular para este caso são apresentados pelas Figuras 6.23 e 6.24, respectivamente.

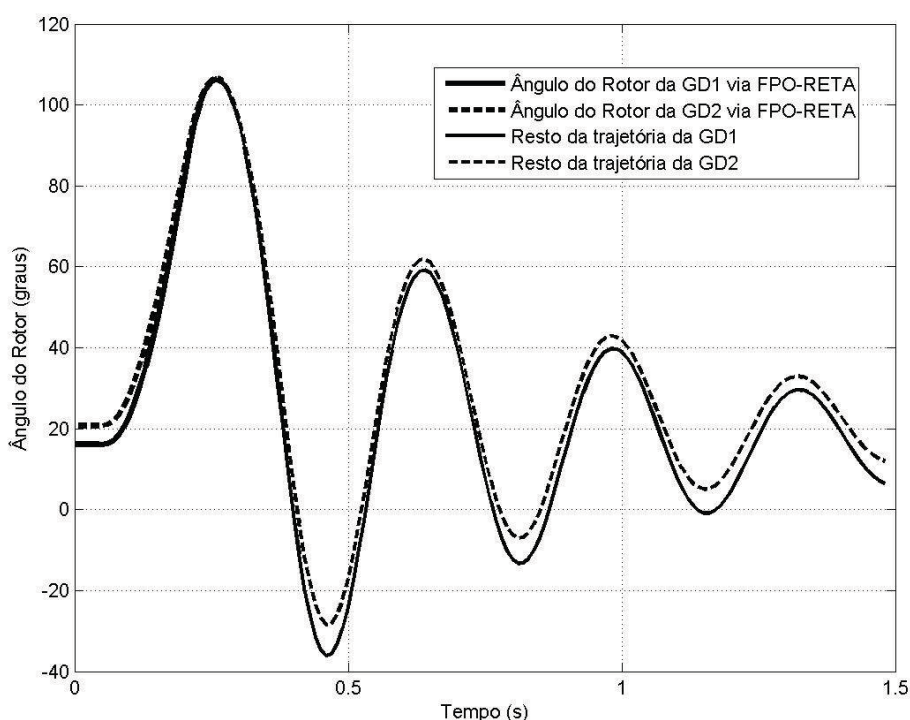


Figura 6.23: Ângulo do rotor dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso C. Fonte: autoria própria.

Os valores ótimos de despacho de potência ativa e reativa das unidades de GD são

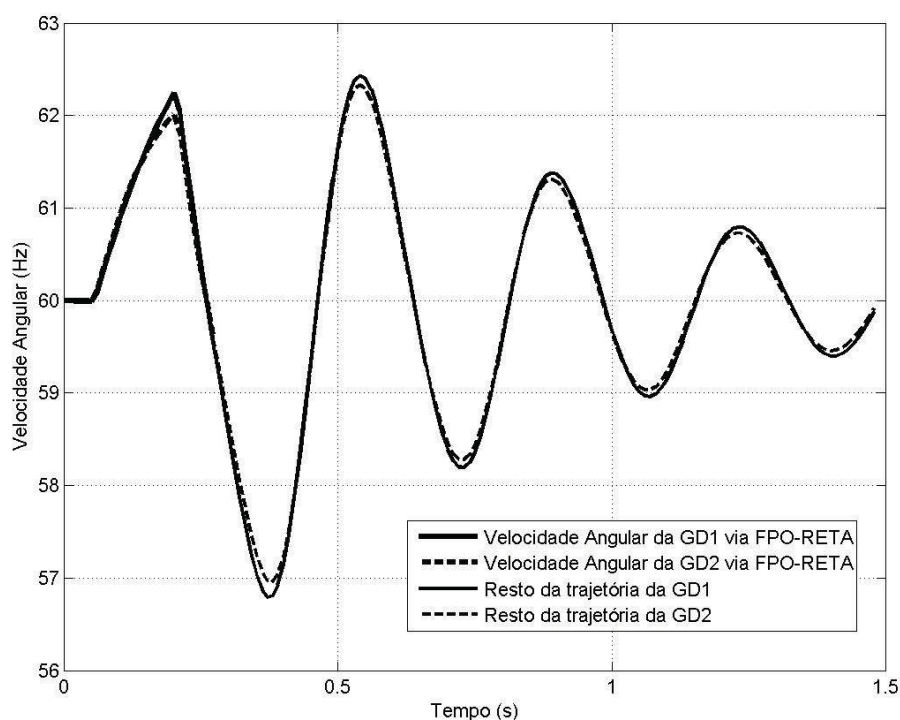


Figura 6.24: Velocidade angular dos geradores referente ao Cenário 3 - Caso C. Fonte: autoria própria.

Tabela 6.16: Despacho ótimo da GD1 e GD2 para o Caso C obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)

Geração	P_g^* (MW)	Q_g^* (Mvar)
Barra Subtransmissão (Barra 1)	19.7050	13.7454
GD1 (Barra 8)	5.5884	0.0010
GD2 (Barra 9)	7.1679	0.0010

descritos na Tabela 6.16, bem como, os valores dos fasores de tensão (com módulo e ângulo da tensão) em cada barra são verificados na Tabela 6.17. O total de perdas ativas calculadas nas linhas para este caso foi de 0,1613 MW. Como a prioridade da função objetivo para este caso é a minimização do despacho de potência reativa pelas unidades de GD, observa-se que o algoritmo correspondeu bem e houve uma diminuição considerável com relação aos Casos A e B, quase zerando a injeção de potência reativa pelas unidades de GD ao sistema.

Conforme mostra a Tabela 6.17, os fasores ótimos de tensão obedeceram os limites impostos na formulação do problema.

Tabela 6.17: Fasores ótimos de tensão nas barras para o Caso C obtido pela resolução do FPO-RETA (com atualizações)

Barra	V_n	Θ (graus)
1	1.0000	0.0000
2	0.9986	-0.0020
3	0.9693	-0.0216
4	0.9518	-0.0265
5	0.9454	-0.0232
6	0.9418	-0.0241
7	0.9399	-0.0267
8	0.9418	-0.0008
9	0.9452	0.0065

O problema de FPO-RETA precisou ser resolvido quatro vezes para se alcançar o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor de ambos os geradores no período pós-falta. O tempo total para convergência do problema para o algoritmo com atualizações foi de 388 minutos (6h e 28 min), enquanto que a convergência do mesmo problema para o algoritmo sem atualizações levou 730 minutos (12h e 10 min). As Figuras 6.25 e 6.26 mostram o número de iterações e o tempo (em minutos) para convergência de cada FPO-RETA executado até atingir o pico da primeira oscilação, de forma comparativa às abordagens sem as atualizações e considerando as atualizações das admitâncias de carga e inicialização das variáveis. É possível notar que o número de iterações e o tempo de execução do programa diminuí gradativamente a cada FPO-RETA executado, não precisando de um valor maior que 14 iterações para convergência do algoritmo.

Observa-se neste caso que a atualização na admitância de cargas e inicialização das variáveis responde bem no que se refere à velocidade de convergência do algoritmo, diminuindo o número de iterações necessárias para convergência de cada FPO-RETA executado.

Após a determinação dos valores ótimos das variáveis de controle, cada parcela da função objetivo (f_1 , f_2 e f_3) é calculada a fim de verificar a real prioridade que o algoritmo propõe. Como visto, neste caso deseja-se priorizar a parcela f_3 , cujo objetivo é a minimização da injeção de potência reativa pelas unidades de GD. Como a potência reativa despachada pelos geradores distribuídos quase zerou, então isto impactou no

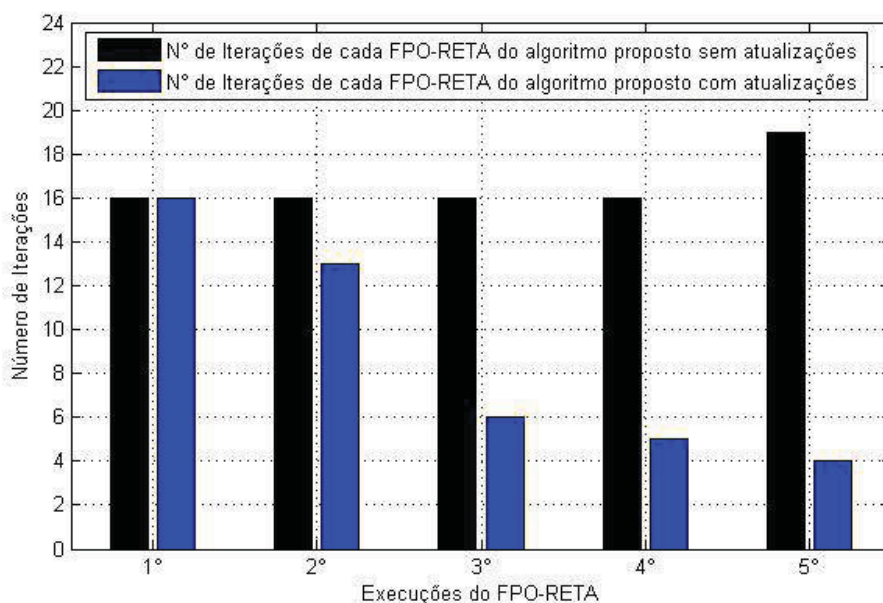


Figura 6.25: Número de Iterações a cada FPO-RETA executado - Caso C. Fonte: autoria própria.

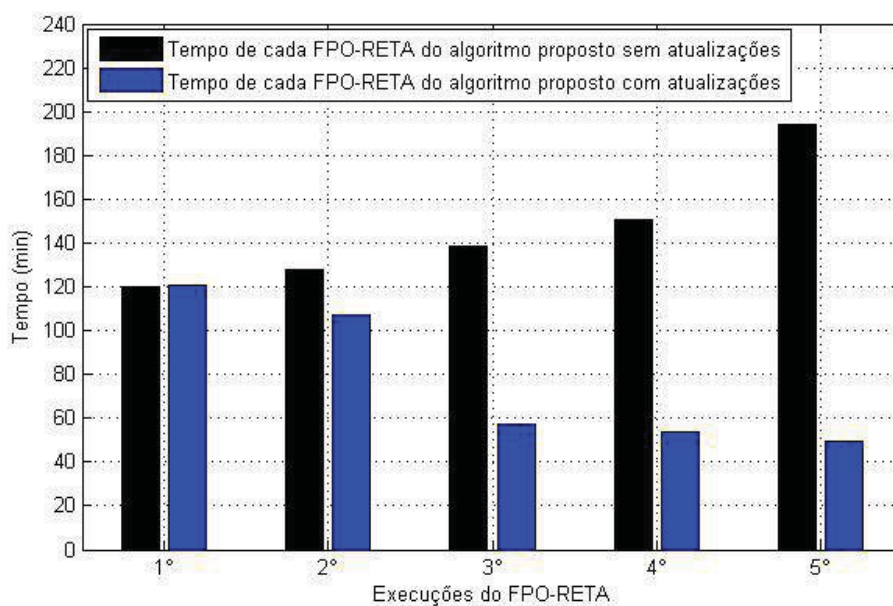


Figura 6.26: Tempo (min) exigido para a execução de cada FPO-RETA - Caso C. Fonte: autoria própria.

cálculo da parcela f_3 ao final do processo. Na Tabela 6.18, é possível verificar que a parcela f_3 apresenta um valor baixo, no entanto, isso pode ser justificado, neste caso, pelo fato da injeção de potência reativa ter sido bastante baixa.

A partir da análise dos casos A, B e C pôde-se notar a eficiência do algoritmo

Tabela 6.18: Função objetivo com prioridade para maximização da injeção de potência ativa pelas unidades de GD

f_1	f_2	f_3
32.461	37.236	0.201

proposto tendo em vista diferentes prioridades da função objetivo para o Cenário 3. O algoritmo correspondeu satisfatoriamente para cada caso analisado de forma a apresentar resultados coerentes com a ordem de prioridade dada através de pesos na função objetivo.

6.2.4 Análise comparativa geral dos resultados para os Casos A, B e C do Cenário 3

Uma análise comparativa de verificação dos resultados e da real eficiência das atualizações de admitância de cargas e inicialização das variáveis de controle e estado no algoritmo proposto é realizada para os Casos A, B e C do Cenário 3. Para isso, os resultados gerais de despacho de potência ativa e reativa, perdas totais ativas, valor do ângulo do rotor no primeiro pico de oscilação, instante do primeiro pico e tempo total de processamento para convergência do algoritmo, são apresentados nas Tabela 6.19 (para o algoritmo proposto sem as atualizações) e Tabela 6.20 (para o algoritmo proposto com as atualizações).

É possível perceber ao se comparar as Tabelas 6.19 e 6.20 que a atualização no cálculo das admitâncias de cargas permitiu uma maior precisão nos resultados de despacho ativo e reativo, perdas ativas e valores de pico do ângulo do rotor δ_{pico} . Contudo, a maior vantagem do algoritmo pode ser destacada na atualização da inicialização das variáveis de controle e estado, já que conferem um tempo de convergência significativamente menor do que o algoritmo sem tais atualizações. Os valores de tempo computacional para convergência do algoritmo caem aproximadamente pela metade, determinando uma boa eficiência do algoritmo com as atualizações principalmente em relação à velocidade de processamento.

Tabela 6.19: Resultados gerais para os Casos A, B e C do Cenário 3 para o algoritmo proposto sem as atualizações

Dados Comparativos	Caso A	Caso B	Caso C
P_g^* (MW) Barra Sub.	19.5012	19.4108	19.7719
P_g^* (MW) GD1	5.6341	5.6624	5.5497
P_g^* (MW) GD2	7.3050	7.3609	7.1407
Q_g^* (Mvar) Barra Sub.	12.8105	12.5357	13.7465
Q_g^* (Mvar) GD1	0.1268	0.1331	0.0010
Q_g^* (Mvar) GD2	0.7192	0.9639	0.0010
Perdas ativas (MW)	0.1403	0.1341	0.1623
δ_{pico} (graus) GD1	106.2615	106.2949	106.3116
δ_{pico} (graus) GD2	106.5399	106.5306	106.6957
Instante de pico (s) GD1	0.27	0.27	0.27
Instante de pico (s) GD2	0.27	0.27	0.27
Tempo (min) para convergência	627.8307	605.9271	730.5207

Tabela 6.20: Resultados gerais para os Casos A, B e C do Cenário 3 para o algoritmo proposto com as atualizações

Dados Comparativos	Caso A	Caso B	Caso C
P_g^* (MW) Barra Sub.	19.4283	19.3354	19.7050
P_g^* (MW) GD1	5.6734	5.7022	5.5884
P_g^* (MW) GD2	7.3369	7.3948	7.1679
Q_g^* (Mvar) Barra Sub.	12.7787	12.4927	13.7454
Q_g^* (Mvar) GD1	0.1280	0.1343	0.0010
Q_g^* (Mvar) GD2	0.7462	1.0015	0.0010
Perdas ativas (MW)	0.1386	0.1324	0.1613
δ_{pico} (graus) GD1	106.2713	106.3049	106.316
δ_{pico} (graus) GD2	106.5602	106.5471	106.7102
Instante de pico (s) GD1	0.27	0.27	0.27
Instante de pico (s) GD2	0.27	0.27	0.27
Tempo (min) para convergência	355.5611	354.8323	388.2137

6.3 Validação dos resultados

Os resultados obtidos pelo algoritmo proposto baseado na análise da primeira oscilação do ângulo do rotor podem ser validados por meio dos *softwares* ANAREDE e ANATEM. Assim, a partir dos valores ótimos de potência ativa e reativa e das tensões nas barras terminais dos geradores dados pela solução do algoritmo do FPO-RETA, o estado da rede é calculado por um fluxo de carga realizado pelo *software* ANAREDE. De posse dos valores referentes aos fasores de tensão dos barramentos da rede, determinam-se as condições iniciais do módulo de tensão interna dos geradores e ângulo inicial do rotor e, com isso, é possível resolver as equações diferenciais dinâmicas do modelo do gerador via *software* ANATEM.

Este procedimento foi feito para os Casos A, B e C do Cenário 3 tendo em vista o algoritmo considerando as atualizações de admitâncias de cargas e inicialização das variáveis de controle e de estado. As curvas adquiridas pelo *software* ANATEM e pela resposta oscilatória ótima determinada por meio do FPO-RETA via algoritmo proposto foram sobrepostas para possibilitar uma melhor análise.

Para o Cenário 3 - Caso A, as curvas das unidades de GD1 e GD2 obtidas pelo algoritmo proposto com atualizações e comparadas com as curvas obtidas pelo *software* ANATEM podem ser comparadas através das Figuras 6.27 e 6.28.

Para o Cenário 3 - Caso B, as curvas das unidades de GD1 e GD2 obtidas pelo algoritmo proposto com atualizações e comparadas com as curvas obtidas pelo *software* ANATEM podem ser comparadas através das Figuras 6.29 e 6.30.

Para o Cenário 3 - Caso C, as curvas das unidades de GD1 e GD2 obtidas pelo algoritmo proposto com atualizações e comparadas com as curvas obtidas pelo *software* ANATEM podem ser comparadas através das Figuras 6.31 e 6.32.

Nota-se que as curvas do FPO-RETA pelo algoritmo proposto e as curvas obtidas pelo ANATEM são bastante similares, apresentando um comportamento bastante próximo. Isto permite validar as respostas obtidas pelo FPO-RETA baseado na análise

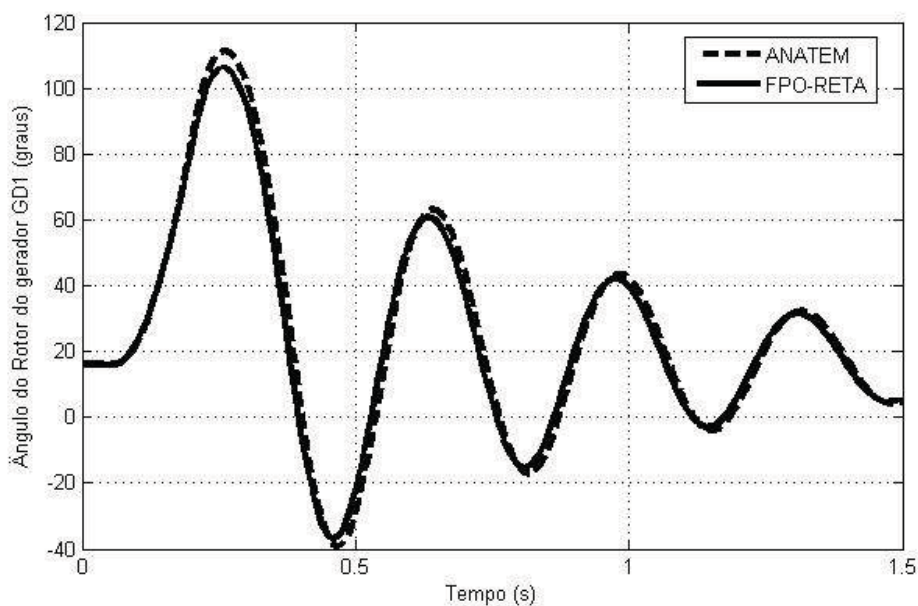


Figura 6.27: Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD1 - Caso A. Fonte: autoria própria.

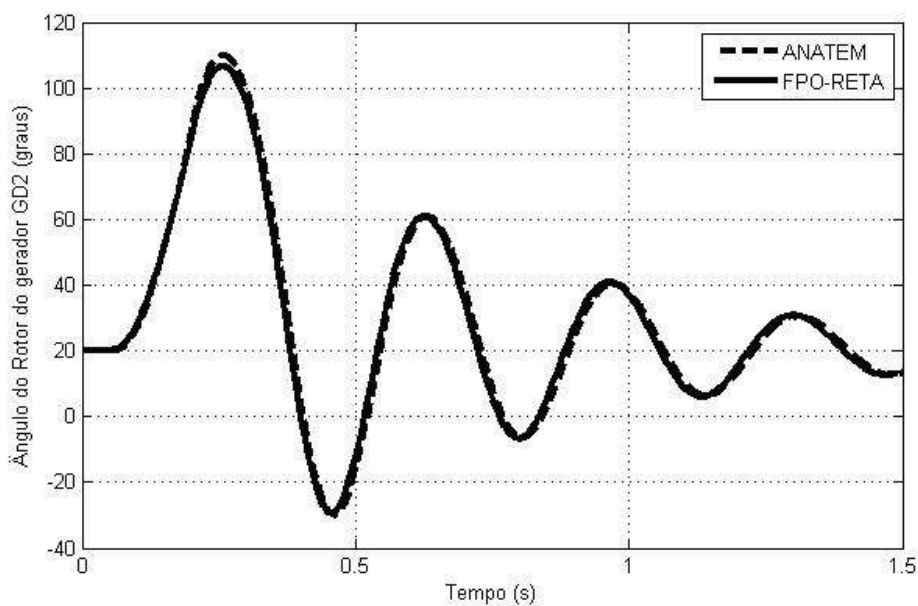


Figura 6.28: Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD2 - Caso A. Fonte: autoria própria.

da estabilidade transitória até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor.

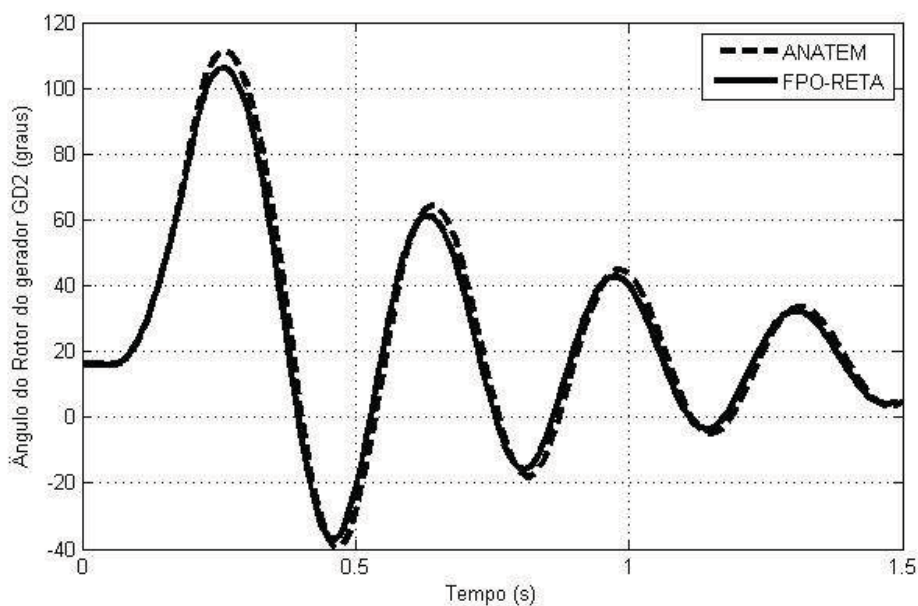


Figura 6.29: Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD1 - Caso B. Fonte: autoria própria.

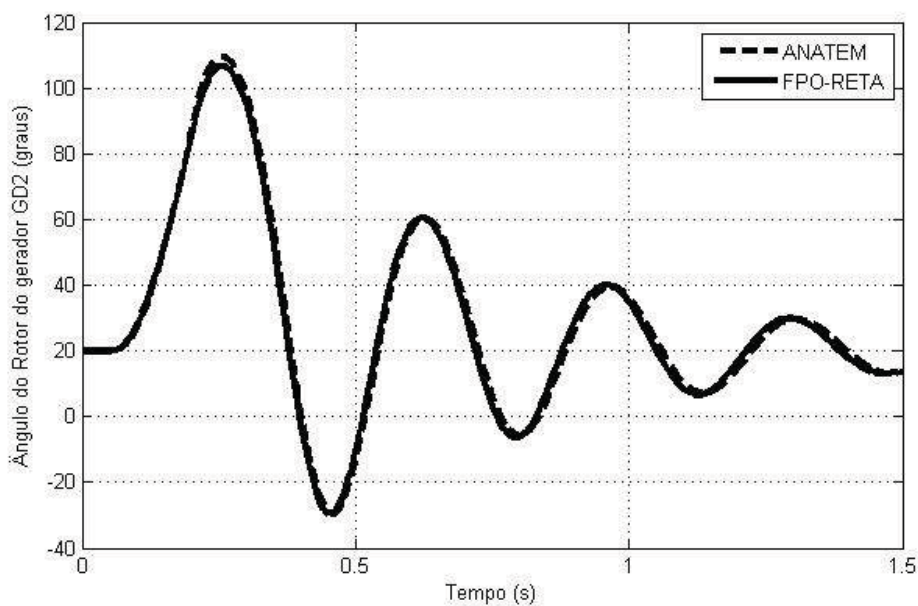


Figura 6.30: Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD2 - Caso B. Fonte: autoria própria.

6.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram apresentadas as simulações realizadas para o algoritmo proposto tendo em vista a resolução do FPO-RETA por meio de uma nova abordagem

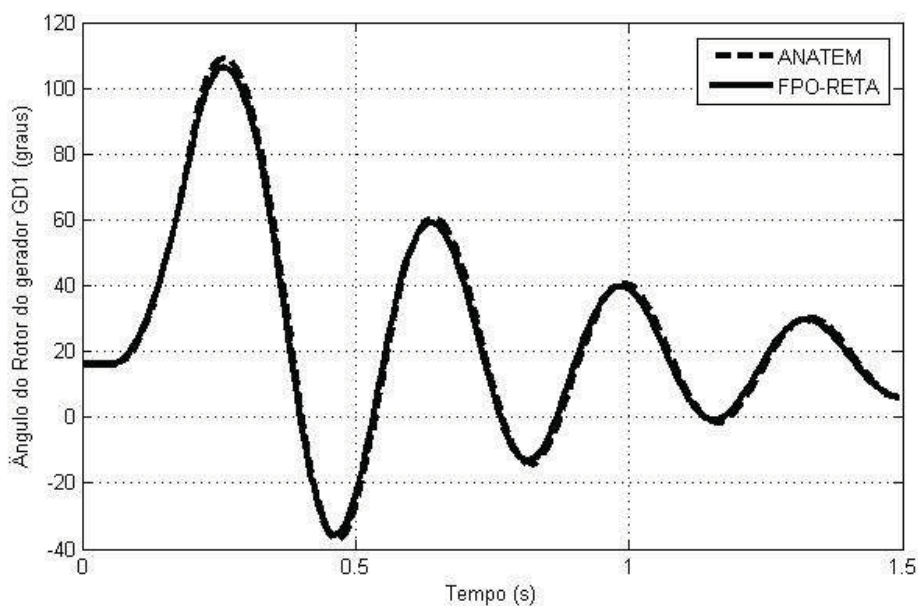


Figura 6.31: Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD1 - Caso C. Fonte: autoria própria.

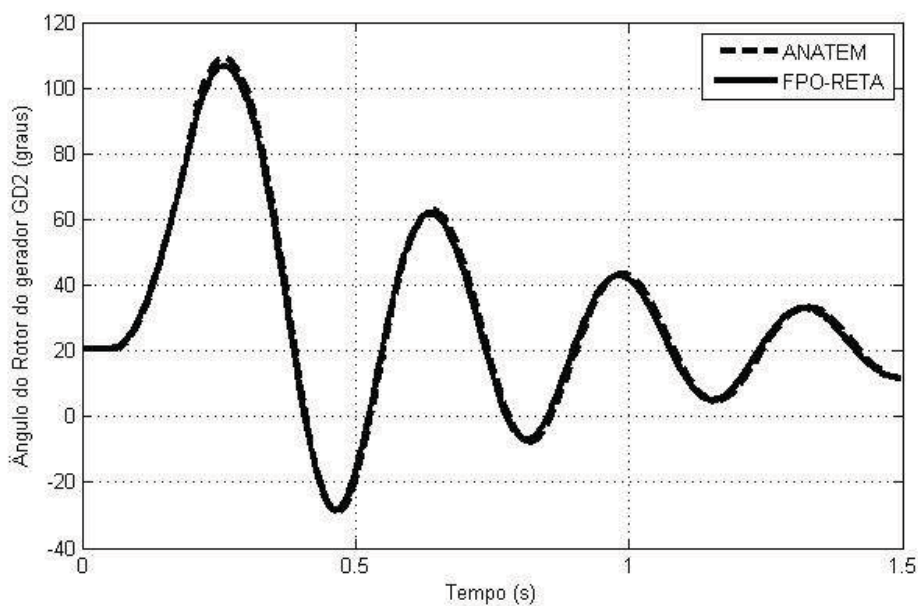


Figura 6.32: Validação via ANATEM da resposta oscilatória do ângulo do rotor para GD2 - Caso C. Fonte: autoria própria.

baseada na análise da estabilidade transitória até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor. Testes foram realizados primeiramente para verificar a eficiência do algoritmo proposto com relação à abordagem clássica do FPO-RETA (a qual considera um intervalo de tempo suficiente até que a trajetória do ângulo do rotor alcance a

estabilidade no período pós-falta). Percebe-se pela análise dos resultados que o algoritmo proposto apresenta um bom desempenho principalmente com relação à diminuição da dimensão do problema tal como é tratado tradicionalmente no FPO-RETA. Com isso, também se verificou uma melhora no desempenho computacional para convergência do algoritmo.

Outras simulações foram realizadas para se verificar o efeito das atualizações no cálculo das admitâncias das cargas e na inicialização das variáveis. A partir dos resultados foi possível observar que tais atualizações no algoritmo proposto promovem uma melhora na precisão dos resultados, mas principalmente impactam no aumento da velocidade de convergência do algoritmo de forma significativa. Testes foram efetuados com diferentes prioridades na função multi-objetivo, de forma a constatar a eficiência do algoritmo com relação às respostas tanto de regime permanente como no comportamento eletromecânico das máquinas.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho se propôs a determinar a operação ótima de geradores síncronos conectados a uma rede de distribuição considerando critérios de desempenho, tanto em regime permanente como em regime transitório. Assim, o objetivo principal dessa pesquisa se voltou para a determinação do dimensionamento mais adequado das unidades de GD inseridas no sistema em termos de injeção de potência ativa e reativa levando-se em consideração critérios de desempenho da rede em regime permanente e das unidades de GD durante o período transitório, o qual é estimulado por conta da incidência de curtos-circuitos, descargas atmosféricas, dentre outras perturbações severas. Para isso, utilizou-se a técnica de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade Transitória Angular via Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual como ferramenta para análise do desempenho ótimo tanto da rede como dos geradores. A abordagem do FPO-RETA, a qual faz a inclusão das restrições de estabilidade transitória ao problema de FPO convencional, reflete, contudo, num aumento significativo na dimensão e complexidade do problema, justamente pela abordagem matemática ser altamente não-linear característica do modelo das equações dinâmicas.

Um novo algoritmo foi proposto neste trabalho com o intuito de aliviar o esforço computacional e consumo de memória, caracterizado em algumas simulações feitas pela abordagem clássica do FPO-RETA, a qual considera o intervalo de tempo completo no processo de otimização. Esta nova abordagem trata do FPO-RETA baseado na análise da estabilidade transitória na primeira oscilação, tendo em vista um intervalo de tempo até o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor. Esta nova abordagem permite uma diminuição significativa no dimensionamento do problema, considerando

um menor intervalo de tempo no período pós-falta, o que diminui consideravelmente a quantidade de variáveis na execução do FPO-RETA.

É importante ressaltar que, embora os estudos apresentados nesta dissertação sejam realizados num sistema de distribuição (com geração distribuída) específico, os resultados são gerais o suficiente para serem aplicados a qualquer sistema de distribuição (ou mesmo a certos sistemas de geração e transmissão em alta tensão). A partir da formulação matemática, implementação e resultados de todos os processos realizados ao longo desta pesquisa, é possível destacar algumas conclusões e contribuições deste trabalho como um todo:

- **Uma abordagem eficiente para resolução do FPO-RETA:** Pela análise dos resultados, foi possível verificar que a nova abordagem do FPO-RETA no que se refere à estabilidade do primeiro pico de oscilação é bastante eficiente em termos de redução do dimensionamento nas variáveis do problema de otimização, já que não considera o intervalo de tempo inteiro referente aos períodos pré-falta, em falta e pós-falta. Isto diminui a quantidade de variáveis na composição do problema de otimização, o que reflete numa redução significativa do tempo computacional e consumo de memória para a convergência do FPO-RETA.
- **Atualização do cálculo da admitância de cargas permite a utilização de dados mais precisos e confiáveis na resolução do FPO-RETA:** A atualização das admitâncias de carga, através das magnitudes de tensão em regime permanente a cada FPO-RETA executado durante a resolução do algoritmo melhora a precisão nos valores armazenados nas matrizes de admitância reduzida, as quais definem a topologia da rede nos períodos pré-falta, em falta e pós-falta. Desta maneira, o problema de otimização é executado com dados mais precisos e confiáveis acerca dos valores das admitâncias de carga, já que não se recorre a um valor fixo e arbitrário de magnitude de tensão nas barras ao realizar o cálculo das admitâncias de carga. Isto permite uma melhor resposta dos valores ótimos do ângulo do rotor e velocidade angular ao final do processo.

- **Atualização na inicialização das variáveis de estado e de controle a cada FPO-RETA apresenta significativa melhora em termos de velocidade de processamento para convergência do algoritmo proposto:** A atualização na inicialização das variáveis de estado e de controle a cada FPO-RETA executado durante a resolução do algoritmo faz com que o processo iterativo seja realizado de modo mais rápido, aumentando a velocidade de convergência do algoritmo via MPI. Isto se deve ao fato da inicialização das variáveis a cada FPO-RETA ser atualizada por valores similares aos valores ótimos obtidos no final deste processo sucessivo de otimização. Portanto, inicializam-se as variáveis do problema, a partir do segundo FPO-RETA, com valores iguais ou muito próximos aos resultados ótimos, o que agiliza o processo de otimização, sem a necessidade de se realizar muitas iterações para a convergência do algoritmo.
- **Contribuições práticas do ponto de vista da concessionária de energia e de produtores independentes:** É possível delimitar motivações práticas acerca da resolução do problema desta pesquisa. Desta forma, a determinação do despacho ótimo de geradores síncronos conectados à rede de distribuição se mostra bastante útil para o planejamento da operação e expansão de redes de distribuição realizado pelas concessionárias de energia elétrica, como também, para os próprios produtores independentes, tendo em vista que a confiabilidade da operação de seus geradores frente à incidência de perturbações pode ser estudada a partir da resolução deste problema.

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

- **Utilização de outros métodos de otimização para programação não-linear:** considerar a possibilidade de se trabalhar com outros métodos de otimização que aceitem em sua formulação equações não lineares (como é o caso da Lagrangeano Aumentado com Método Espectral Projetado). O próprio MPI considerando

uma formulação com diferentes direções de busca (como é o caso da versão Preditor-Corretor) parece ser uma boa saída para tornar a formulação mais fácil e com uma mesma precisão nos resultados.

- **Avaliar novos cenários, considerando casos multi-máquinas e multi contingências em sistemas maiores:** É de extrema importância ter em vista a análise de sistemas maiores, com possibilidade de se levar em conta vários geradores e diversos cenários de contingências. Nesse sentido, uma possibilidade de trabalho futuro seria analisar estudos de alocação otimizada frente a diversos cenários possíveis, uma vez que, conforme verificado nos resultados desse trabalho, o comportamento das máquinas difere consideravelmente dependendo do local onde estão instaladas, bem como, do local onde a falta ocorre. Portanto, não somente deve ser feita uma análise em termos de otimização da operação da rede e dos geradores, mas também deve-se pensar em avaliar a localização ótima para se conectar tais geradores.
- **Incluir o cálculo da admitância de cargas no processo iterativo do FPO-RETA em função da variável da magnitude de tensão nas barras (e não considerar as tensões nas barras de acordo com o valor constante obtido a partir do FPO-RETA atual):** Outro procedimento válido para pesquisas futuras é considerar o cálculo da admitância de cargas em função do vetor de variáveis de otimização das tensões nas barras. Isso resultaria em considerar a matriz admitância de cargas Y_L com elementos dependentes do vetor de otimização e não mais se utilizariam valores aproximados das tensões nas barras (como 1 p.u. ou o valor dado a partir da solução do FPO-RETA atual, conforme realiza o algoritmo proposto por esta dissertação). Tal alteração causaria um impacto bastante grande na formulação do FPO-RETA via MPI como um todo, desde a formação do vetor de condições de otimalidade de KKT até a montagem da Hessiana. Nesse sentido, para se realizar esta mudança, é preciso primeiramente melhorar a eficiência do algoritmo em termos computacionais para depois realizar

a inclusão do cálculo da admitância de cargas no processo iterativo do FPO-RETA em função do vetor de variáveis correspondente à magnitude de tensão nas barras.

BIBLIOGRAFIA

ABREU, L. V. L. D. **Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, Brasil, 2005.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195 – 204, 2001. ISSN 0378-7796.

ANEEL - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. **Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 2015.
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>.

BEDRINANA, M.; PAUCAR, V.; CASTRO, C. Transient stability using energy function method in power systems close to voltage collapse. In: **Power Engineering, 2007 Large Engineering Systems Conference on**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 226–228.

BORBELY, A. M.; KREIDER, J. F. **Distributed generation: the power paradigm for new millennium**. Segunda edição. [S.l.]: Boca Raton, FL: CRC Press, 2001.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos**. Primeira edição. [S.l.]: São Carlos, SP: EESC/USP Projeto REENGE, 2000. ISBN 85-85205-31-8.

BRUNO, S.; TUGLIE, E. D.; SCALA, M. L. Transient security dispatch for the concurrent optimization of plural postulated contingencies. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 17, n. 3, p. 707–714, Aug 2002. ISSN 0885-8950.

CAI, H.; CHUNG, C.; WONG, K. Application of differential evolution algorithm for transient stability constrained optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 23, n. 2, p. 719–728, May 2008. ISSN 0885-8950.

CENÁRIOS Energia Eólica 2014. **Revista Cenários Energia Eólica**, 2014. Disponível em: <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/>>.

CHAN, K.; CHEUNG, C. H.; SU, H. Time domain simulation based transient stability assessment and control. In: **Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 3, p. 1578–1582 vol.3.

CHEN, L. et al. Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints. **Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications, IEEE Transactions on**, v. 48, n. 3, p. 327–339, Mar 2001. ISSN 1057-7122.

EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na matriz Energética Brasileira. **Empresa de Pesquisa Energética - EPE**, 1992.

EPE - Plano Decenal de Expansão de Energia 2021; Relatório Final do PDE 2021. **Empresa de Pesquisa Energética - EPE**, 2013.

FERNANDES, T. S. P. **Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários**. Doutorado — UFSC, Florianópolis, Brasil, 2004.

FIACCO, A. V.; MCCORMICK, G. P. **Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques**. [S.l.]: New York: John Wiley and Sons, 1968.

FREITAS, W. et al. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 1, p. 301–311, Feb 2006. ISSN 0885-8950.

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

GOMES, P. et al. Geração distribuída: vantagens, problemas e perspectivas. In: **VII SEPOPE, 2000**. [S.l.: s.n.], 2000.

GONZAGA, A. A. Path following methods for linear programming. **SIAM Review**, v. 34, p. 167 – 224, 1992.

HAQUE, M. Hybrid method of determining the transient stability margin of a power system. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 143, n. 1, p. 27–32, Jan 1996. ISSN 1350-2360.

_____. Novel method of finding the first swing stability margin of a power system from time domain simulation. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 143, n. 5, p. 413–419, Sep 1996. ISSN 1350-2360.

JENKINS, N. et al. Embedded generations. In: . [S.l.]: Institution of Electrical Engineers - IEE, 2000. ISBN 0-85296-774-8.

JIANG, Q.; GENG, G. A reduced-space interior point method for transient stability constrained optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 3, p. 1232–1240, Aug 2010. ISSN 0885-8950.

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

KARMAKAR, N. A new polynomial time algorithm for linear programming. **Combinatorica**, n. 4, p. 373 – 395, 1984.

KUIAVA, R. **Projeto de Controladores para o amortecimento de oscilações em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída**. Doutorado — USP, São Carlos, Brasil, 2010.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Segunda edição. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

LE-THANH, L. et al. Hybrid methods for transient stability assessment and preventive control for distributed generators. In: **Power and Energy Society General Meeting**

- **Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.**

[S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. ISSN 1932-5517.

LIU, P. et al. Transient stability constrained optimal power flow using 2-stage diagonally implicit runge-kutta method. In: **Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2013 IEEE PES Asia-Pacific.** [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.

MARIA, G.; TANG, C.; KIM, J. Hybrid transient stability analysis [power systems]. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 5, n. 2, p. 384–393, May 1990. ISSN 0885-8950.

MEHROTRA, S. On the implementation of a primal-dual interior point method. **Society for Industrial and Applied Mathematics**, v. 2, n. 4, p. 575 – 601, 1992.

MME - PROINFA Anexo 1 - Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica. **Ministério de Minas e Energia - MME**, 2009. Disponível em: *<http : //www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1 – InstitucionalMME.pdf>*.

MME - Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2013. **Ministério de Minas e Energia - MME**, 2014. Disponível em: *<http : //www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes – e – indicadores/boletins – de – energia>*.

OLIVEIRA, J. G. D. **Perspectivas para a cogeração com bagaço de cana-de-açúcar.** Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil, 2007.

ONS - Histórico de Energia Armazenada - Base de Dados. **Operador Nacional do Sistema - ONS**, 2014. Disponível em: *<http : //www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx>*.

PAVELLA, M. Generalized one-machine equivalents in transient stability studies. **Power Engineering Review, IEEE**, v. 18, n. 1, p. 50–52, Jan 1998. ISSN 0272-1724.

PITOMBO, S. O. **Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos.** Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil, 2010.

PIZANO-MARTINEZ, A.; FUERTE-ESQUIVEL, C.; RUIZ-VEGA, D. A new practical approach to transient stability-constrained optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 3, p. 1686–1696, Aug 2011. ISSN 0885-8950.

RAMOS, R. A. **Procedimento de projeto de controladores robustos para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência**. Doutorado — USP, São Carlos, Brasil, 2002.

REIS, J. M. V. S. **Comportamento dos geradores eólicos síncronos com conversores diante de curto-circuitos no sistema**. Dissertação (Mestrado) — UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

RUIZ-VEGA, D.; PAVELLA, M. A comprehensive approach to transient stability control. i. near optimal preventive control. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 18, n. 4, p. 1446–1453, Nov 2003. ISSN 0885-8950.

SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**. Doutorado — USP, São Carlos, Brasil, 2011.

SCALA, M. L.; TROVATO, M.; ANTONELLI, C. On-line dynamic preventive control: An algorithm for transient security dispatch. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 2, p. 601–610, May 1998. ISSN 0885-8950.

SUN, Y.; XINLIN, Y.; WANG, H. Approach for optimal power flow with transient stability constraints. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 151, n. 1, p. 8–18, Jan 2004. ISSN 1350-2360.

WALLING, R. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, July 2008. ISSN 0885-8977.

XIA, X.; WEI, H. Transient stability constrained optimal power flow based on second-order differential equations. **Procedia Engineering**,

v. 29, n. 0, p. 874 – 878, 2012. ISSN 1877-7058. 2012 International Workshop on Information and Electronics Engineering. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705812000677>>.

XIA, Y.; CHAN, K.; LIU, M. Direct nonlinear primal-dual interior-point method for transient stability constrained optimal power flow. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 152, n. 1, p. 11–16, Jan 2005. ISSN 1350-2360.

XU, Y. et al. A hybrid method for transient stability-constrained optimal power flow computation. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 4, p. 1769–1777, Nov 2012. ISSN 0885-8950.

YUAN, Y.; KUBOKAWA, J.; SASAKI, H. A solution of optimal power flow with multicontingency transient stability constraints. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 18, n. 3, p. 1094–1102, Aug 2003. ISSN 0885-8950.

ZANETTA, L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. Primeira edição. [S.l.]: São Paulo, SP: Editora Livraria da Física, 2005.

ZARATE-MINANO, R. et al. Securing transient stability using time-domain simulations within an optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 1, p. 243–253, Feb 2010. ISSN 0885-8950.

ZHANG, X.; DUNN, R.; LI, F. Stability constrained optimal power flow in a practical balancing market. In: **Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE**. [S.l.: s.n.], 2007. p. 1–9. ISSN 1932-5517.