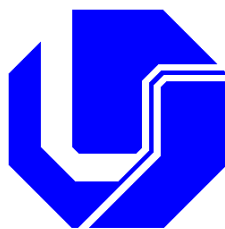


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



UMA CONTRIBUIÇÃO À ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, A

INSERÇÃO DE PCHs COM MÁQUINAS SÍNCRONAS NOS SISTEMAS RURAIS

DE MÉDIA TENSÃO

DANIEL AZEVEDO DORÇA

UBERLÂNDIA, 3 DE ABRIL DE 2009.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

UMA CONTRIBUIÇÃO À ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, A

INSERÇÃO DE PCHs COM MÁQUINAS SÍNCRONAS NOS SISTEMAS RURAIS

DE MÉDIA TENSÃO

Dissertação apresentada por **Daniel Azevedo Dorça** à Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para **obtenção do título de Mestre em Ciências no domínio da Engenharia Elétrica**.

Banca Examinadora:

Prof. José Roberto Camacho, Ph.D. (UFU) – Orientador;

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Ph.D. (UFU);

Prof. Luiz Cera Zanetta Jr., Dr. (EPUSP).

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

- D694c Dorça, Daniel Azevedo, 1981-
Uma contribuição à alocação de geração distribuída, a inserção de PCHs com máquinas síncronas nos sistemas rurais de média tensão / Daniel Azevedo Dorça. - 2009.
98 f. : il.
- Orientador: José Roberto Camacho.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.
1. Energia elétrica - Distribuição - Teses. 2. Eletrificação rural - Teses. I. Camacho, José Roberto. II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.316

*Dedico esse trabalho aos meus pais, Djalma de Oliveira Dorça e
Marisa Azevedo Dorça, e à minha namorada,
Franciele Guimarães de Brito,
pelo estímulo e compreensão.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, pelo dom da vida e por iluminar meus caminhos, possibilitando a realização de sonhos e conquistas.

Ao professor José Roberto Camacho, pela orientação, incentivo, amizade e, principalmente, pela confiança em mim depositada.

Ao professor Geraldo Caixeta Guimarães, pelas valiosas dicas e ensinamentos, os quais contribuíram fundamentalmente para a realização deste trabalho.

À Universidade Federal de Uberlândia e à Faculdade de Engenharia Elétrica, onde, na vivência diária com professores, funcionários e colegas pós-graduandos, encontrei compreensão, estímulo e cooperação.

À CAPES, pelo apoio financeiro.

*"Seja você quem for, seja qual for a posição social que você tenha na vida,
a mais alta ou a mais baixa, tenha sempre como meta muita força,
muita determinação e sempre faça tudo com muito amor e
com muita fé em Deus, que um dia você chega lá.
De alguma maneira você chega lá."*

Ayrton Senna

RESUMO

O presente trabalho faz uma análise em torno da alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição rurais; os estudos são realizados considerando as máquinas síncronas. Dessa forma, foi possível estudar vários impactos causados pela geração distribuída nos sistemas de distribuição, tais como: o problema de estabilidade do ângulo do rotor sob pequenos distúrbios; aumento da estabilidade de tensão de regime permanente; redução das perdas ativas; melhora no perfil de tensão da rede; inversão no sentido do fluxo de potência do sistema; alterações na corrente nominal do circuito e na corrente de falta tanto no módulo quanto na direção de ambas; e modificações na proteção de sobrecorrente do sistema. A geração distribuída é uma alternativa à geração convencional de energia elétrica e, além disso, pode adiar investimentos em equipamentos de maior capacidade para a rede de distribuição, assim como minimizar as perdas e maximizar a capacidade de economia. No entanto, devido às necessidades de controle e proteção resultantes dos impactos causados pela geração distribuída no sistema, um sistema inteligente de gerenciamento da rede de distribuição pode ser essencial, assim como ocorre em redes de alta tensão, o que pode acarretar investimentos altíssimos. Todos os resultados, apresentados e discutidos neste trabalho, foram obtidos através de simulações usando o software PSAT[®].

Palavras-Chave: Geração distribuída, máquina síncrona, sistema de distribuição rural, impactos no sistema.

ABSTRACT

The present work is about an analysis in the domain of distributed generation (DG) allocation in rural distribution systems; the study takes into account the synchronous machines. In such a way, it was possible to research several impacts caused by DG in distribution systems, such as: the rotor angle stability problem under small disturbances; increase of voltage stability in a steady state; active power loss reduction; improvement in the grid voltage profile; power flow inversion in the system; changes in the system nominal current and fault current in magnitude as well as in direction; and changes in the system over current protection. The distributed generation is an alternative to the conventional power generation philosophy and, besides, it can postpone investments in higher capacity distribution equipment, minimize losses and maximize economy ability. However, the need of protection and control due to impacts caused by DG in the system may require an intelligent managing system for the distribution network, as demanded by high voltage grids (transmission systems); it can cause an enormous investment. All the results, presented and discussed in this work, were obtained through simulations using the PSAT[®] software.

Key Words: Distributed generation, synchronous machine, rural distribution system, impacts in the system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Classificação da estabilidade de sistemas de energia	6
Figura 3.1 – Esquema preditor – corretor usado no fluxo de carga continuado	20
Figura 3.2 – Passo preditor obtido por meio de vetor tangente	26
Figura 3.3 – Passo corretor obtido por meio de parametrização local	28
Figura 3.4 – Passo corretor obtido por meio de interseção perpendicular	29
Figura 4.1 – Sistema base – 33 barras	31
Figura 4.2 – Resposta temporal da frequência do sistema devido ao acréscimo instantâneo de carga na barra 14	39
Figura 4.3 – Resposta temporal da frequência do sistema devido à partida do motor de indução trifásico na barra 14	39
Figura 4.4 – Oscilação das tensões terminais das UGD's	40
Figura 4.5 – Oscilação da corrente fornecida pelas UGD's	41
Figura 4.6 – Oscilações de amplitude crescente do ângulo do rotor da UGD 1 devido à deficiência de torque de amortecimento	41
Figura 4.7 – Aumento na amplitude das oscilações do rotor devido à redução da taxa de amortecimento e da frequência natural de oscilação	43

Figura 4.8 – Amortecimento das oscilações do rotor devido ao ganho de componente de torque de amortecimento	44
Figura 4.9 – Esquema de atuação do PSS	46
Figura 4.10 – Amortecimento efetivo das oscilações dos ângulos dos rotores das UGD's devido à aplicação de dispositivos PSS's	47
Figura 4.11 – Barra mais sensível ao colapso de tensão	51
Figura 4.12 – Curvas de estabilidade de tensão λ V das barras 17, 33 e 26	52
Figura 4.13 – Perfis de tensão dos casos analisados	54
Figura 4.14 – Curvas de estabilidade de tensão λ V das barras 17, 33 e 26, sem AVR	56
Figura 4.15 – Variação do limite de estabilidade de tensão em função do ganho do amplificador	56
Figura 4.16 – Zoneamento da Proteção	59
Figura 4.17 – Curvas características dos relés de sobrecorrente	63
Figura 4.18 – Exemplo de seletividade na proteção de sobrecorrente para um sistema radial	64
Figura 4.19 – Alteração na direção da corrente de falta	64
Figura 4.20 – Características das correntes de falta no ponto F_I	65
Figura 4.21 – Sistema de distribuição com característica não radial	65

Figura 4.22 – Falta no ponto F_2	66
Figura 4.23 – Características das correntes de falta no ponto F_2	67
Figura C.1 – Esquema da máquina síncrona	87
Figura D.1 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina	90
Figura D.2 – Diagrama de blocos do regulador automático de tensão	92
Figura D.3 – Diagrama de blocos do estabilizador de sistema de potência	94
Figura E.1 – Diagrama de blocos da malha torque velocidade ângulo para o modelo clássico do gerador síncrono	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Classificação das PCH's quanto à potência e quanto à queda de projeto	33
Tabela 4.2 – Autovalores mais sensíveis às variáveis eletromecânicas em cada situação	36
Tabela 4.3 – Características dos autovalores da situação de instabilidade	37
Tabela 4.4 – Características dos autovalores para o sistema estabilizado com o controle local	45
Tabela 4.5 – Amortecimento efetivo dos modos eletromecânicos	47
Tabela 4.6 – Alocação ótima das UGD's	50
Tabela 4.7 – Comparação entre os diferentes casos analisados	53
Tabela 4.8 – Fluxo de potência nas linhas do sistema teste para o caso base	60
Tabela 4.9 – Fluxo de potência nas linhas do sistema teste para o caso de alocação ótima	61
Tabela B.1 – Dados das Barras e dos Ramos	84
Tabela B.2 – Dados dos transformadores	85
Tabela B.3 – Dados dos geradores	85
Tabela B.4 – Dados dos reguladores de velocidade	86
Tabela B.5 – Dados dos reguladores de tensão	86
Tabela B.6 – Dados do PSS	86

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Objetivos Gerais	2
1.3 Estrutura da Dissertação	3
 CAPÍTULO 2 – ESTABILIDADE SOB PEQUENOS DISTÚRBIOS	5
2.1 Estabilidade do Ângulo do Rotor sob Pequenas Perturbações	6
2.2 Representação de um Sistema de Energia Elétrica	9
2.2.1 Linearização	10
2.2.2 Matriz de Estado	13
2.3 Autovalores e Estabilidade	14
2.4 Fator de Participação	16
2.5 Aplicação no Estudo de Casos	18
 CAPÍTULO 3 – AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	19
3.1 Reformulação das Equações do Fluxo de Carga	21
3.2 Método de Continuação	23
3.2.1 Passo Preditor	24
3.2.2 Passo Corretor	26
3.3 Aplicação no Estudo de Casos	30
 CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASOS	31
4.1 Sistema Teste	31
4.1.1 Unidades de Geração Distribuída (UGD's)	32
4.1.2 PCH e a Geração Descentralizada de Energia	33
4.2 Caso 1: Análise da Estabilidade sob Pequenos Distúrbios	35
4.2.1 Estudo do Caso	35
4.2.2 Amortecimento das Oscilações	42
4.2.2.1 Controle Local	42

4.2.2.2 Estabilizador de Sistema de Potência (PSS)	45
4.3 Caso 2: Alocação Ótima das Unidades de Geração Distribuída	48
4.3.1 Estudo do Caso	48
4.4 Caso 3: Impactos na Proteção do Sistema Devido à Geração Distribuída	58
4.4.1 Estudo do Caso	58
 CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	 69
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 74
 ANEXO A – AUTOVALORES, AUTOVETORES E MATRIZES MODAIS	 81
 ANEXO B – DADOS DO SISTEMA TESTE	 84
 ANEXO C – GERADOR SÍNCRONO DE QUARTA ORDEM	 87
 ANEXO D – CONTROLES	 90
 ANEXO E – TAXA DE AMORTECIMENTO E FREQUÊNCIA DE OSCILAÇÃO	 96

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Devido ao cenário atual do setor energético e às questões ambientais, a Geração Distribuída (GD) de energia elétrica é uma prática que tende a aumentar cada vez mais nos sistemas de distribuição; apresenta-se como uma alternativa à geração convencional de eletricidade, a qual é feita, geralmente, com grandes usinas distantes das grandes cargas do sistema. Também conhecida como geração descentralizada de energia, a GD ocorre próxima ao local de utilização e, portanto, provê economia nos custos de transmissão e distribuição entre outros, conforme será estudado neste trabalho. Portanto, esta prática pode ser em curto prazo, uma solução inteligente, eficiente, econômica e confiável, trazendo energia ao consumidor com qualidade e confiabilidade [47, 48, 49, 53, 54, 55, 56].

No entanto, vários aspectos devem ser levados em conta antes de inserir geração distribuída em um sistema de distribuição, tais como: o local de instalação, a capacidade e a quantidade de unidades de geração distribuída (UGD's) [35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 44, 45, 46, 53,]. Estes fatores são fundamentais para um melhor aproveitamento da GD, minimizando as perdas e maximizando a capacidade de economia. Além destes fatores, é importante destacar os impactos causados pela geração distribuída na proteção do sistema como, por exemplo: inversão no sentido do fluxo de potência e, ainda, alterações na corrente nominal do circuito e na corrente de falta tanto no módulo quanto na direção de ambas, podendo ocasionar a perda da coordenação dos dispositivos de proteção. Dessa forma, devido à geração distribuída, pode ser necessário refazer toda a coordenação e ajuste dos equipamentos de proteção, assim como substituir cabos e demais equipamentos da rede de distribuição por outros que se adéquem às novas características do sistema.

Várias tecnologias de geração distribuída têm sido pesquisadas ao longo dos últimos anos, tais como: térmica, hidráulica, eólica, solar e células à combustível entre outras [47, 49, 50, 51, 52]. No entanto, neste trabalho os estudos se concentram apenas em torno da geração hidráulica de energia elétrica. Esta fonte renovável de energia, por meio das pequenas centrais

hidrelétricas – PCH's é apropriada para alimentar pequenas cargas operando independentemente [28] e, além disso, na maioria dos casos, esta opção alternativa de energia se encontra em abundância nas áreas rurais. Outro fator relevante na pesquisa em torno das PCH's, é que alguns benefícios foram concedidos pelo órgão regulador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica) com o intuito de incentivar a geração descentralizada de energia elétrica a partir destas tecnologias. A Lei N.º 9.648 de 27 de Maio de 1998 estipula um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada por esses empreendimentos.

Em [5] foi apresentado um estudo comparativo entre máquinas síncronas e de indução para uso em sistemas de geração distribuída. No caso de geradores síncronos, foi analisada a operação com tensão ou fator de potência constante. De forma geral, do ponto de vista de perfil de tensão de regime permanente, estabilidade de tensão e estabilidade transitória, o uso de geradores síncronos controlados por tensão conduz a um melhor desempenho da rede e permite que a capacidade máxima permissível de geração distribuída seja mais elevada. Dessa forma, neste trabalho, as UGD's foram representadas por máquinas síncronas controladas por tensão. É importante destacar que a forma de geração distribuída mais utilizada no Brasil é composta por geradores síncronos.

1.2 Objetivos Gerais

De um modo geral, os objetivos deste trabalho são analisar e descrever o comportamento de um sistema de distribuição de energia elétrica em relação à inserção de PCH's com geradores síncronos; não há o interesse de estudar detalhadamente o comportamento de uma determinada tecnologia de geração distribuída, mas sim, o comportamento do sistema como um todo. Todas as análises e simulações são feitas para um sistema de distribuição radial de 33 barras, conforme pode ser observado na Figura 4.1, o qual foi baseado em um sistema dado em [4].

Vários aspectos relacionados ao comportamento do sistema teste quando na presença de geração distribuída são analisados, tais como: oscilações não amortecidas do ângulo do rotor desencadeadas pela partida de um motor de indução trifásico, por exemplo;

amortecimento das oscilações do sistema através de controle local e, também, através da aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Energia; perfil de tensão; perdas ativas; margem de estabilidade de tensão; inversão no sentido do fluxo de potência; alterações no módulo e na direção da corrente de falta e da corrente nominal. O comportamento do sistema foi investigado por meio de simulações digitais, as quais foram realizadas fazendo uso do software PSAT[®] [1]. Várias respostas e conclusões foram obtidas e são apresentadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho. Os resultados advindos da realização deste trabalho têm o objetivo de contribuir para o desenvolvimento técnico e científico da geração descentralizada de energia elétrica.

1.3 Estrutura da Dissertação

A fim de alcançar os objetivos mencionados, o presente trabalho foi desenvolvido e organizado na seguinte forma:

- O capítulo II apresenta a definição de vários conceitos relacionados à estabilidade do ângulo do rotor sob pequenos distúrbios, assim como a representação de um sistema de energia elétrica no espaço de estados e a teoria dos fatores de participação, os quais são essenciais na análise da estabilidade do sistema sob pequenas perturbações. Este capítulo também ressalta a importância da aplicação do mesmo no estudo de casos;
- No capítulo III foi feita uma abordagem detalhada do fluxo de carga continuado, uma ferramenta muito importante que é aplicada na análise da estabilidade de tensão de regime permanente. As técnicas mais usuais do método de continuação são apresentadas. Este capítulo também ressalta a importância da aplicação do mesmo no estudo de casos;
- No capítulo IV são analisados diferentes estudos de casos, sendo que em cada um são aplicadas diferentes técnicas de simulação e análise objetivando soluções e respostas específicas para cada situação estudada. No estudo de caso 1 é feita uma análise em torno das oscilações do ângulo do rotor quando o sistema, na presença da GD, é submetido a uma pequena perturbação. Já o estudo de caso 2, mostra que a alocação adequada das UGD's pode aperfeiçoar os benefícios proporcionados pelas mesmas, tal como: reduzir as perdas ativas, melhorar o perfil de tensão e aumentar a margem de carregamento do sistema. Por fim, o estudo de caso 3 apresenta algumas alterações no fluxo de potência

ativa e nas correntes de falta e nominal do sistema, as quais podem comprometer a coordenação da proteção de sobrecorrente;

- Finalmente, o capítulo V apresenta as conclusões gerais e sugestões para futuros trabalhos.

CAPÍTULO II

ESTABILIDADE SOB PEQUENOS DISTÚRBIOS

Estabilidade a pequenos distúrbios (ou estabilidade a pequenas perturbações, ou estabilidade de pequenos sinais, conforme pode ser encontrado na literatura) é a capacidade do sistema elétrico de manter sincronismo sob pequenos distúrbios. Tais perturbações ocorrem continuamente no sistema devido a variações pequenas nas cargas (alterações na demanda e no tipo da carga) e na geração (parâmetros de operação). Essas variações são consideradas suficientemente pequenas para que seja permissível a linearização das equações do sistema para efeito de análise [2].

Quando o sistema elétrico é submetido a um distúrbio, a estabilidade deste depende da condição de operação inicial assim como da natureza da perturbação; é usualmente válido assumir que o sistema está inicialmente em uma condição de operação estável. Ou seja, para que um sistema de energia tenha um ponto de operação ele deve ter um ponto de equilíbrio que é estável e isso significa que ele deve ser estável para pequenas perturbações [6]. Portanto, o sistema deve ser estável sob pequenos distúrbios para ajustar-se às condições das constantes mudanças no sistema e operar satisfatoriamente.

Em um sistema de potência, devido a uma seleção imprópria ou incorreta dos parâmetros de controle, um ponto de equilíbrio estável pode não existir em absoluto. Oscilações uma vez iniciadas, embora elas possam não ser evidentes durante os primeiros ciclos, podem intensificar-se gradualmente. Por outro lado, parâmetros de controle definidos corretamente podem aumentar consideravelmente os limites de estabilidade do sistema em questão.

Na análise da estabilidade de pequenos distúrbios, em virtude da representação do sistema de energia, os autovalores da matriz de estado $\mathbf{A}$ do sistema contêm informações sobre a resposta dinâmica de todo o conjunto de variáveis do sistema. Qualquer alteração no desempenho dinâmico do sistema devido a uma mudança em qualquer parâmetro do sistema somente pode ser avaliada por uma interpretação adequada dos autovalores dessa matriz. A modificação em um parâmetro de controle de uma determinada máquina pode ter efeitos em outras máquinas, ainda que distantes eletricamente, e isso terá reflexo direto na matriz de estado $\mathbf{A}$ e nos seus autovalores. O método é, portanto, de valor inestimável para se

determinar os modos instáveis que não são identificados nas simulações no domínio do tempo, podendo ainda identificar a fonte de instabilidade dos modos.

A Figura 2.1, baseada em [7], fornece uma ilustração geral do problema da estabilidade de sistemas de energia, identificando suas categorias e subcategorias. Conforme pode ser observado, a estabilidade de pequenos distúrbios está associada à estabilidade do ângulo do rotor e à estabilidade de tensão. No entanto, este trabalho estuda apenas a estabilidade do ângulo do rotor sob pequenos distúrbios.

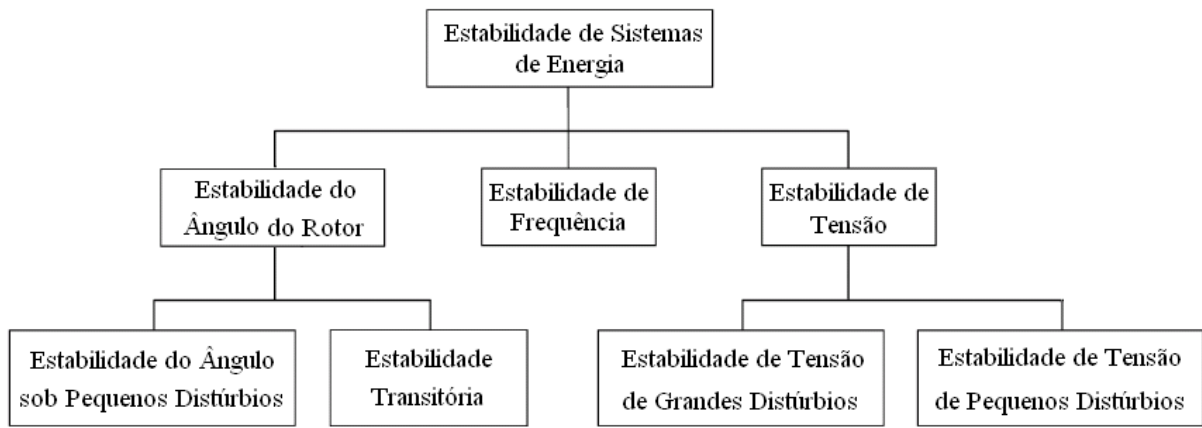


Figura 2.1 – Classificação da estabilidade de sistemas de energia.

2.1. Estabilidade do Ângulo do Rotor sob Pequenas Perturbações

A estabilidade do ângulo do rotor depende da capacidade de cada máquina síncrona no sistema de manter/restabelecer o equilíbrio entre o torque mecânico na entrada e o torque eletromagnético na saída. A instabilidade pode ocorrer diante de uma perturbação que resulte em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas, levando as mesmas a perda do sincronismo com outros geradores.

A variação do torque eletromagnético de uma máquina síncrona devido a uma perturbação pode ser decomposta em duas componentes [2]:

$$\Delta T_e(t) = K_s \Delta \delta(t) + K_D \Delta \omega(t) \quad (2.1)$$

onde:

$K_s \Delta\delta(t)$ é a Componente de torque sincronizante, que está em fase com a variação (perturbação) do ângulo do rotor $\Delta\delta(t)$ e é proporcional a mesma; K_s é o coeficiente de torque sincronizante.

$K_D \Delta\omega(t)$ é a Componente de torque de amortecimento, que está em fase com a variação (perturbação) da velocidade da máquina $\Delta\omega(t)$ e é proporcional a mesma; K_D é o coeficiente de torque de amortecimento.

Conforme citado em [7], a instabilidade resultante de pequenos distúrbios pode ser de duas formas:

1. Aumento no ângulo do rotor através de um modo não oscilatório ou aperiódico devido à deficiência de torque sincronizante, ou
2. Oscilações do rotor de amplitude crescente devido à deficiência de torque de amortecimento.

Portanto, a estabilidade depende da existência de ambas as componentes do torque eletromagnético para cada uma das máquinas síncronas. Sendo assim, a estabilidade de um sistema pode ser prejudicada devido à falta de uma destas componentes ou devido à falta de ambas [8]. Por meio da linearização das equações do sistema, a técnica de análise modal é aplicada e, desta forma, é possível obter informações sobre os torques sincronizante e de amortecimento das máquinas síncronas, os quais estão associados aos modos eletromecânicos (δ e ω).

A natureza da resposta do sistema a pequenos distúrbios depende de vários fatores, tais como: operação sob condição inicial, a força de acoplamento do sistema de transmissão e o tipo de controle da excitação do gerador. A instabilidade aperiódica é, normalmente, eliminada pelo uso de reguladores automáticos de tensão (AVR), os quais atuam continuamente no gerador; este problema ainda pode ocorrer quando geradores que operam com excitação constante são submetidos às ações dos limitadores de excitação (limitadores da corrente de campo) [7]. No entanto, apesar do AVR fornecer torque sincronizante o mesmo prejudica o amortecimento natural das máquinas, podendo cancelar inteiramente o torque de amortecimento do gerador síncrono [8], o que torna a operação extremamente oscilatória. Dessa forma, em grandes sistemas elétricos é usual a aplicação dos PSS (*Power System Stabilizers*) os quais suprem a necessidade de torque de amortecimento às oscilações do rotor.

Atualmente, devido aos avanços tecnológicos na área da eletrônica de potência, os dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) têm sido largamente aplicados no amortecimento das oscilações eletromecânicas dos grandes sistemas elétricos [9, 10].

Embora possam existir no sistema vários modos de oscilação, tais como os introduzidos pelas ações dos sistemas de controle de excitação e de velocidade, os de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência. Estes modos eletromecânicos estão associados ao comportamento dinâmico dos rotores dos geradores e são oscilações eletromecânicas fracamente amortecidas ou não amortecidas. Tais oscilações podem ocorrer na faixa de frequência natural de 0,1 a 2,0 Hz, e podem ser um reflexo das interações dinâmicas entre grupos de geradores (um grupo oscila contra o outro) ou entre um gerador (ou grupo de geradores) e o resto do sistema. No primeiro caso, essas oscilações são denominadas de oscilações de modo interárea, e no segundo caso, oscilações de modo local. Geralmente, as oscilações de modo interárea ocorrem entre 0,1 e 0,7 Hz, enquanto que as oscilações de modo local podem ocorrer entre 0,7 e 2,0 Hz. Os problemas de estabilidade de pequenos sinais geralmente encontrados são as oscilações de modo local [2].

A essência dos problemas que as oscilações eletromecânicas de baixa frequência (local ou interárea) podem acarretar na estabilidade de um sistema de energia consiste no fato de que, para a frequência em questão [2]:

- Os sistemas apresentam um baixo amortecimento natural;
- Combinações das cargas do sistema, dos parâmetros dos dispositivos de controle dos geradores (excitação e velocidade) e do carregamento das linhas de transmissão, podem reduzir, ou até mesmo anular, o amortecimento dos modos de oscilação local ou interárea do sistema.

Conforme será abordado neste capítulo, a estabilidade do ângulo do rotor sob pequenos distúrbios é garantida se os autovalores da matriz de estado $\mathbf{A}$ do modelo dinâmico apropriado, linearizado em torno do ponto de equilíbrio, têm as partes reais negativas. Se houver um único autovalor com parte real positiva, então o sistema é instável. Analisando-se estes autovalores, várias informações sobre o desempenho dinâmico do sistema podem ser obtidas.

2.2 Representação de um Sistema de Energia Elétrica

O comportamento dinâmico de um sistema de energia pode ser descrito por um conjunto de n equações diferenciais ordinárias não-lineares de primeira ordem da seguinte forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad \text{com} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.2)$$

onde n é a ordem do sistema e r é o número de entradas. Usando notação vetorial-matricial, o sistema pode ser escrito como:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (2.3)$$

onde

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad \mathbf{f} = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

O vetor coluna $\mathbf{x}$ é o vetor de estado, e suas entradas x_i são as variáveis de estado. O vetor coluna $\mathbf{u}$ é o vetor das variáveis de entrada. Estes são os sinais externos que influenciam o desempenho do sistema. O tempo é denotado por t e a derivada de uma variável de estado x com relação ao tempo é denotada por $\dot{x}$. Se as derivadas das variáveis de estado não forem funções explícitas do tempo, o sistema é tido como autônomo. Neste caso, a Equação 2.3 é dada por

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.4)$$

As variáveis de saída do sistema podem ser expressas em função das variáveis de estado e das variáveis de entrada. Isso pode ser feito por uma equação algébrica da seguinte forma:

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.5)$$

Onde

$$\mathbf{y} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \quad \mathbf{g} = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$$

O vetor coluna $\mathbf{y}$ é o vetor das variáveis de saída, e $\mathbf{g}$ é um vetor de funções não lineares que relaciona as variáveis de estado $\mathbf{x}$ e de entrada $\mathbf{u}$ com as de saída $\mathbf{y}$.

Como $\mathbf{x}$ e $\mathbf{u}$ devem satisfazer a Equação 2.5, então, temos que

$$0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.6)$$

Portanto, a dinâmica de um sistema elétrico de potência é representada por um sistema não linear de equações diferenciais e algébricas do tipo

$$\begin{cases} \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ 0 = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{cases} \quad (2.7)$$

em que $\mathbf{x}$, o vetor de estado, contém as variáveis dinâmicas e $\mathbf{u}$, as variáveis algébricas que são apenas as amplitudes das tensões e os ângulos de fases. Linearizando-se estas equações em torno de um ponto de operação (ou ponto de equilíbrio) do sistema elétrico, obter-se-ão equações lineares que retêm o comportamento do sistema sob pequenos distúrbios.

2.2.1 Linearização

As condições de estabilidade do ângulo do rotor sob pequenas perturbações podem ser estudadas linearizando-se o sistema de Equações 2.7 em torno de um ponto de operação (ou

ponto de equilíbrio). O ponto de equilíbrio, condição inicial da análise, é obtido através da solução do fluxo de carga do sistema elétrico para a situação que está sendo estudada.

Os pontos de equilíbrio são aqueles pontos onde todas as derivadas $\dot{x}_1, \dot{x}_2, \dots, \dot{x}_n$ são simultaneamente zero; elas definem os pontos na trajetória com velocidade zero. O sistema está, portanto, em repouso uma vez que todas as variáveis são constantes e não variam com o tempo. Dessa forma, o ponto de equilíbrio deve satisfazer a Equação

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}_0) = 0 \quad (2.8)$$

onde $\mathbf{x}_0$ é o vetor de estado $\mathbf{x}$ no ponto de equilíbrio.

Se as funções $f_i (i = 1, 2, \dots, n)$ na Equação 2.4 forem lineares, então o sistema será linear. O sistema linearizado que descreve um sistema elétrico de potência tem somente um estado de equilíbrio. Para um sistema não linear pode haver mais que um ponto de equilíbrio. O ponto de equilíbrio é característico do comportamento do sistema dinâmico e, portanto, podem ser obtidas conclusões sobre a estabilidade de um sistema fazendo uso do mesmo.

Para linearizar a Equação 2.4, considere que $\mathbf{x}_0$ seja o vetor de estado inicial e $\mathbf{u}_0$ seja o vetor de entrada correspondendo ao ponto de equilíbrio sobre o qual a estabilidade de pequeno sinal será investigada. Como $\mathbf{x}_0$ e $\mathbf{u}_0$ satisfazem a Equação 2.4, pode-se afirmar que

$$\dot{\mathbf{x}}_0 = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (2.9)$$

Para inserir uma perturbação no sistema em seu estado inicial, considere que

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x} ; \quad \mathbf{u} = \mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u}$$

onde o prefixo Δ denota um pequeno desvio.

O novo estado deve satisfazer a Equação 2.4. Portanto,

$$\dot{\mathbf{x}} = \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u})] \quad (2.10)$$

Como são assumidas pequenas perturbações, as funções não lineares $\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u})$ podem ser expressas em termos da expansão da série de Taylor. Desprezando-se na série os termos Δx e Δu elevados a potências de segunda ordem ou maiores, pode-se escrever que

$$\dot{x}_i = \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta \mathbf{u})] \quad (2.11)$$

$$\dot{x}_i = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.12)$$

Como $\dot{x}_{i0} = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$, temos que

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.13)$$

com $i = 1, 2, \dots, n$.

Da mesma maneira, linearizando-se a Equação 2.6, temos que

$$0 = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (2.14)$$

com $j = 1, 2, \dots, m$.

Portanto, após linearização das Equações 2.4 e 2.6 em torno de um ponto de operação do sistema, obtemos o seguinte equacionamento:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\mathbf{x}} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix} = [\mathbf{J}_c] \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{u} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

onde

$\mathbf{J}_c$ é a matriz Jacobiana completa extraída das equações do fluxo de carga do sistema e $\mathbf{J}_1, \mathbf{J}_2, \mathbf{J}_3$ e $\mathbf{J}_4$ são sub-matrizes da matriz Jacobiana dadas por:

$$\begin{aligned}
\mathbf{J}_1 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} & \mathbf{J}_2 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \\
\mathbf{J}_3 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} & \mathbf{J}_4 &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{2.16}$$

2.2.2 Matriz de Estado

A matriz de estado $\mathbf{A}$ de um sistema elétrico é obtida eliminando-se as variáveis algébricas (vetor $\Delta \mathbf{u}$) e assumindo-se que $\mathbf{J}_C$ é uma matriz não-singular, ou seja, possui inversa e, portanto seu determinante é diferente de zero. Sendo assim, a matriz de estado $\mathbf{A}$, cujos autovalores fornecem informações para análise da estabilidade de pequenos sinais do sistema, é dada da seguinte forma:

Do equacionamento 2.15 obtemos o sistema linear

$$\begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{J}_1 \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_2 \Delta \mathbf{u} & (a) \\ 0 = \mathbf{J}_3 \Delta \mathbf{x} + \mathbf{J}_4 \Delta \mathbf{u} & (b) \end{cases} \tag{2.17}$$

Da Equação 2.17-b acima temos que

$$\Delta \mathbf{u} = -\mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3 \Delta \mathbf{x} \tag{2.18}$$

Substituindo a Equação 2.18 na Equação 2.17-a, obtemos

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{J}_1 \Delta \mathbf{x} - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3 \Delta \mathbf{x} = [\mathbf{J}_1 - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3] \Delta \mathbf{x} \Rightarrow \Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} \quad (2.19)$$

Portanto, a matriz de estado $\mathbf{A}$ fica definida como

$$\mathbf{A} = \mathbf{J}_1 - \mathbf{J}_2 \mathbf{J}_4^{-1} \mathbf{J}_3 \quad (2.20)$$

2.3 Autovalores e Estabilidade

Os modos naturais da resposta do sistema são relacionados aos autovalores da matriz de estado $\mathbf{A}$, portanto a análise modal dessa matriz é muito importante. Através do cálculo dos seus autovalores e autovetores associados (Anexo A) é possível determinar os fatores de participação das variáveis de estado para os modos críticos do sistema. Os autovalores e autovetores associados caracterizam a estabilidade de um determinado ponto de operação do sistema.

Conforme detalhado por Kundur em [2], a resposta no tempo da i -ésima variável de estado é dada por

$$\Delta x_i(t) = \mathbf{v}_{i1} c_1 e^{\lambda_1 t} + \mathbf{v}_{i2} c_2 e^{\lambda_2 t} + \dots + \mathbf{v}_{in} c_n e^{\lambda_n t} \quad (2.21)$$

onde:

$\lambda_n = n$ autovalores da matriz de estado $\mathbf{A}$;

$c_i =$ produto escalar $\mathbf{w}_i \Delta \mathbf{x}(0)$;

$\mathbf{v}_i, \mathbf{w}_i =$ autovetores à direita e à esquerda de $\mathbf{A}$, respectivamente, associados com o autovalor λ_i , conforme definidos nas Equações A.4 e A.5 do Anexo A.

A equação acima fornece a expressão para a resposta no tempo do movimento livre de um sistema dinâmico em função dos autovalores e dos autovetores à direita e à esquerda da matriz de estado $\mathbf{A}$. O movimento livre é dado por uma combinação linear de n modos dinâmicos correspondentes a n autovalores da matriz de estado.

O produto escalar $c_i = \mathbf{w}_i \Delta \mathbf{x}(0)$ representa a magnitude da excitação do i -ésimo modo resultante das condições iniciais. Se as condições iniciais forem para o j -ésimo autovetor, então, o produto escalar $\mathbf{w}_i \Delta \mathbf{x}(0)$ para todo i diferente de j será igual a zero. Portanto, somente o j -ésimo modo será excitado.

Conforme mostrado na Equação 2.21, a característica dependente do tempo de um modo correspondente a um autovalor λ_i é dada por $e^{\lambda_i t}$. Dessa forma, a relação entre os autovalores da matriz de estado $\mathbf{A}$ e a estabilidade do sistema fica estabelecida da seguinte forma:

a) Autovalores reais

Um autovalor real corresponde a um modo não oscilatório. O autovalor real negativo representa um modo decaindo. Quanto maior for sua magnitude, mais rápido será o decaimento. Já o autovalor real positivo representa instabilidade aperiódica ou não oscilatória. Os autovetores associados com autovalores reais também são reais.

b) Autovalores complexos

Os autovalores complexos ocorrem em pares conjugados, e cada par corresponde a um modo oscilatório. A componente real destes autovalores fornece o amortecimento, enquanto que a componente imaginária indica a frequência de oscilação [rad/s]. Uma parte real negativa representa uma oscilação amortecida, e uma parte real positiva representa uma oscilação de amplitude crescente. Portanto, para um par complexo de autovalores:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (2.22)$$

A frequência de oscilação em Hz é dada por

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (2.23)$$

A taxa de amortecimento é dada por

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.24)$$

A taxa de amortecimento ζ determina a taxa de decaimento da amplitude da oscilação, sendo que a constante de tempo do decaimento da amplitude é $|\sigma|^{-1}$. Em outras palavras, a amplitude decai para $1/e$ ou 37% da amplitude inicial em $|\sigma|^{-1}$ segundos ou em $(2\pi\zeta)^{-1}$ ciclos de oscilação [2]. Portanto, para um sistema estável, quanto maior a magnitude da parte real, mais rápido se extinguirá a oscilação correspondente a este autovalor; qualquer aumento na magnitude da parte real corresponderá a um aumento no amortecimento. Um modo com $\zeta \leq 5\%$ é considerado fracamente amortecido, enquanto que um modo com $\zeta \geq 10\%$ é considerado bem amortecido; já um modo com taxa de amortecimento entre $5\% < \zeta < 10\%$ possui um baixo amortecimento [10, 11].

2.4 Fator de Participação

A causa da instabilidade dos modos dinâmicos, mostrados na Equação 2.21, pode ser investigada através dos fatores de participação. Conforme obtido em [2], os fatores de participação são armazenados em uma matriz $n \times n$ chamada de matriz de participação $\mathbf{P}$, a qual é mostrada abaixo.

$$\mathbf{P} = [\mathbf{p}_1 \quad \mathbf{p}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{p}_n] \quad \text{com} \quad \mathbf{p}_j = \begin{bmatrix} p_{1j} \\ p_{2j} \\ \vdots \\ p_{nj} \end{bmatrix}$$

O elemento p_{ij} , da matriz de participação $\mathbf{P}$, é chamado de fator de participação. Esse elemento fornece uma medida da participação da i -ésima variável de estado no j -ésimo modo. Portanto, se os modos instáveis forem associados a uma ou mais variáveis de estado, então, a variável de estado identificada poderá ser diretamente controlada para recuperar a estabilidade do sistema.

Conforme obtido em [1], uma vez que os autovalores da matriz de estado $\mathbf{A}$ foram computados, os fatores de participação são calculados em função dos autovetores à esquerda $\mathbf{w}$ e à direita $\mathbf{v}$ de $\mathbf{A}$ da seguinte maneira:

$$p_{ij} = \frac{w_{ij} v_{ji}}{\mathbf{w}_j^T \mathbf{v}_j} \quad (2.25)$$

Onde:

w_{ij} = elemento na i -ésima linha e j -ésima coluna da matriz modal $\mathbf{W}$;

v_{ji} = elemento na j -ésima linha e i -ésima coluna da matriz modal $\mathbf{V}$;

$\mathbf{w}_j^T \mathbf{v}_j$ = produto escalar dos autovetores correspondentes ao mesmo autovalor λ_j .

Conforme Anexo A, as matrizes modais $\mathbf{W}$ e $\mathbf{V}$ são matrizes $n \times n$ dadas por:

$$\mathbf{W} = [\mathbf{w}_1^T \quad \mathbf{w}_2^T \quad \cdots \quad \mathbf{w}_n^T]^T, \quad \text{onde} \quad \mathbf{w}_j = \begin{bmatrix} w_{1j} \\ w_{2j} \\ \vdots \\ w_{nj} \end{bmatrix} \quad \text{e, portanto,} \quad \mathbf{w}_j^T = [w_{1j} \quad w_{2j} \quad \cdots \quad w_{nj}];$$

$$\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1 \quad \mathbf{v}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{v}_n], \quad \text{onde} \quad \mathbf{v}_j = \begin{bmatrix} v_{1j} \\ v_{2j} \\ \vdots \\ v_{nj} \end{bmatrix}.$$

No caso de autovalores complexos, é usada a amplitude de cada elemento dos autovetores:

$$p_{ij} = \frac{|w_{ij}| |v_{ji}|}{\sum_{k=1}^n |\mathbf{w}_{jk}| |\mathbf{v}_{kj}|} \quad (2.26)$$

O somatório dos fatores de participação das variáveis de estado em um modo, ou de um modo nas variáveis de estado é igual à unidade.

2.5 Aplicação no Estudo de Casos

No estudo de caso 1, Capítulo IV, a análise modal e a aplicação dos fatores de participação serão utilizadas para o estudo da oscilação dos modos eletromecânicos, uma vez que estas ferramentas possibilitam um melhor entendimento da natureza complexa desses modos. Este estudo de caso mostra que a ocorrência de oscilações eletromecânicas de modo local, sejam elas fracamente amortecidas e/ou não amortecidas, é uma consequência direta das interações dinâmicas entre os geradores síncronos quando ocorrem pequenas perturbações no sistema, ou mesmo flutuações normais de carga. Além disso, o estudo de caso 1 faz uma análise em torno do amortecimento das oscilações eletromecânicas de modo local, tratando sobre controle local e aplicação do dispositivo PSS.

CAPÍTULO III

AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Neste capítulo, é feita uma abordagem do método do fluxo de carga continuado, uma ferramenta para análise da estabilidade de tensão de regime permanente. De acordo com [12], o propósito do fluxo de carga continuado foi encontrar soluções para o fluxo de carga considerando-se um dado cenário de variação de carga e, então, determinar a margem de carregamento do sistema, conforme ilustrado na Figura 3.1. O fluxo de carga convencional seria uma forma simples de se determinar a margem de carregamento de um sistema, no entanto seriam necessárias repetidas simulações que considerariam aumentos graduais de carga predefinidos. Além do inconveniente de haver a necessidade de intervenções manuais no processo, também haveria problemas de convergência nas proximidades do ponto crítico, onde a matriz Jacobiana torna-se singular [13]. O Jacobiano do fluxo de carga é dado por:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Então, foram desenvolvidas equações e técnicas computacionais para encontrar um conjunto de soluções a partir de um determinado caso base (carga base) até o ponto crítico do sistema [12], o qual corresponde ao limite de estabilidade de tensão de regime permanente, também citado na literatura como ponto de bifurcação ou ponto de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga ($\mathbf{J}$) [13].

Resultados intermediários do processo de continuação têm sido reconhecidos como informações valiosas para a estabilidade de tensão de um sistema, identificando, inclusive, os barramentos mais propensos ao colapso de tensão [12]. O método ainda pode ser aplicado para determinar o limite de potência reativa dos geradores, os limites de tensão das barras, os limites de fluxo de potência das linhas de transmissão e comparar estratégias de planejamento e operação, entre outros [1, 14, 15].

O problema de fluxo de carga continuado é resolvido através da obtenção de sucessivas soluções do fluxo de potência para um cenário de variação de carga. Isso é conseguido através da aplicação de um método de continuação para solução das equações reformuladas do fluxo de carga, as quais receberam um parâmetro de carregamento (λ) que torna possível a variação de carga. O método de continuação pode ser resumido em duas etapas: predição e correção. A Figura 3.1 mostra que o método parte de uma solução conhecida e utiliza um vetor tangente no passo preditor para estimar uma solução subsequente, a qual corresponderá a um valor diferente do parâmetro de carregamento. Esta estimativa é então corrigida através do passo corretor, que pode ser obtido por meio de técnicas de parametrização [12, 16, 17] ou por meio da técnica de interseção perpendicular [18], usando o mesmo método de Newton-Raphson empregado pelo fluxo de carga convencional [12]. É importante ressaltar que o método da continuação é aplicado a qualquer sistema dinâmico não linear para se determinar o ponto de bifurcação através da solução das equações reformuladas do fluxo de carga [13].

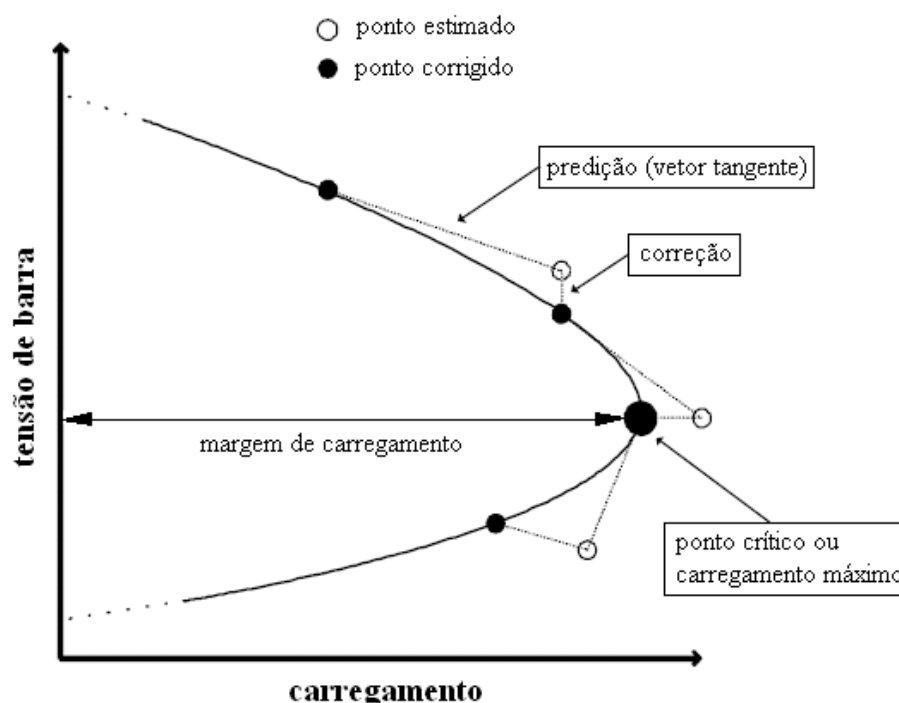


Figura 3.1 – Esquema preditor – corretor usado no fluxo de carga continuado.

3.1 Reformulação das Equações do Fluxo de Carga

Para viabilizar a solução do fluxo de carga continuado, as equações do fluxo de carga convencional [19] recebem um novo parâmetro, o qual é chamado de parâmetro de carregamento (λ) e possibilita a simulação de um cenário de variação de carga [12]. Neste item será mostrada a reformulação das equações do fluxo de carga considerando um modelo de carga constante. Primeiramente, λ representa o parâmetro de carregamento, tal que:

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{\text{crítico}}$$

onde $\lambda = 1 \text{ pu}$ corresponde ao carregamento base e $\lambda = \lambda_{\text{crítico}}$ corresponde ao carregamento crítico ou carregamento máximo, o qual determina o ponto crítico da margem de estabilidade de tensão, conforme indicado na Figura 3.1. Dessa forma, é desejado inserir λ nas seguintes equações [12]:

$$P_{Gi} - P_{Li} - P_{Ti} = 0 \Rightarrow P_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - v_{ij}) \quad (3.2)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - Q_{Ti} = 0 \Rightarrow Q_{Ti} = \sum_{j=1}^n V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - v_{ij}) \quad (3.3)$$

onde para cada barra i de um sistema com n barras, os subscritos L , G e T denotam, respectivamente, a carga, a geração e a injeção de potência para uma dada barra i . As tensões nas barras i e j são, respectivamente, dadas por $V_i \angle \delta_i$ e $V_j \angle \delta_j$, e $y_{ij} \angle v_{ij}$ é o elemento $(i, j)^{\text{th}}$ da matriz admitância Y_{bus} .

Para simular uma variação na carga, os termos P_{Li} e Q_{Li} devem ser modificados para receberem o parâmetro de carregamento λ , o qual é responsável pela variação da carga. Sendo assim, temos que [12, 14]:

$$P_{Li} = \lambda k_{PLi} S_{Bi} \cos \psi_i = \lambda k_{PLi} P_{Li0} \quad (3.4)$$

$$Q_{Li} = \lambda k_{QLi} S_{Bi} \sin \psi_i = \lambda k_{QLi} Q_{Li0} \quad (3.5)$$

onde:

P_{Li0} , Q_{Li0} - carga original na barra i , ativa e reativa respectivamente, especificadas no caso base ($\lambda = 1 \text{ pu}$);

k_{PLi} , k_{QLi} - multiplicador para designar a taxa de variação de carga ativa e reativa, respectivamente, na barra i conforme λ varia;

ψ_i - ângulo do fator de Potência da variação de carga na barra i ;

S_{Bi} - potência aparente base, equivalente à carga nominal de uma dada barra i ;

Da mesma forma, o termo de geração de potência ativa deve ser modificado para:

$$P_{Gi} = \lambda k_{PGi} P_{Gi0} \quad (3.6)$$

onde P_{Gi0} é a geração de potência ativa na barra i para o caso base ($\lambda = 1 \text{ pu}$) e k_{PGi} é uma constante usada para especificar a taxa de variação na geração de potência ativa conforme λ varia.

Se estas novas expressões (Equações 3.4, 3.5 e 3.6) forem substituídas dentro das expressões do fluxo de carga (Equações 3.2 e 3.3), então teremos as seguintes equações para o fluxo de carga continuado:

$$\lambda k_{PGi} P_{Gi0} - \lambda k_{PLi} P_{Li0} - P_{Ti} = 0 \quad (3.7)$$

$$Q_{Gi} - \lambda k_{QLi} Q_{Li0} - Q_{Ti} = 0 \quad (3.8)$$

Perceba que os valores dos parâmetros k_{PGi} , k_{PLi} , k_{QLi} e ψ_i podem ser individualmente especificados para cada barra no sistema. Isto leva em conta uma variação muito específica de carga e geração conforme λ varia [12]. Dessa forma, estes parâmetros são usados para caracterizar um cenário de carga específico; eles descrevem as taxas de variação de potência ativa nas barras de geração (PV), e das potências ativa e reativa nas barras de carga (PQ).

Portanto, é possível aplicar uma variação de carregamento individual, para uma única barra ou para um grupo selecionado de barras, considerando diferentes fatores de potência para as barras quando comparados aos do caso base [14, 20]. Entretanto, tradicionalmente, assume-se que o aumento de carga de uma determinada área é feito com fator de potência constante e proporcional ao carregamento do caso base com modelo de carga de potência constante (nesse caso k_{PGi} , k_{PLi} e k_{QLi} são todos iguais a um). Estas considerações resultam em uma condição de operação mais segura do sistema [14, 21].

Com a inserção do parâmetro λ nas equações do fluxo de carga, o comportamento de um sistema de energia elétrica pode ser descrito da seguinte forma:

$$\mathbf{g}(\mathbf{y}, \lambda) = 0 \quad (3.9)$$

onde

$\mathbf{g}$ - é um vetor composto pelas equações de balanço das potências ativa e reativa nodais;

$\mathbf{y}$ - é o vetor das variáveis de estado (módulo e ângulo das tensões nodais);

λ - parâmetro responsável pela variação do carregamento do sistema; geralmente é tratado como uma variável dependente [14].

A solução das Equações 3.7 e 3.8 é usada para traçar a curva do fator de carregamento (λ) versus a tensão (V) para qualquer barra de um determinado sistema elétrico e, desta forma, obter o ponto de máximo carregamento ou ponto crítico, o qual define a fronteira entre as regiões de operação estável e instável. Uma vez que as equações do fluxo de carga foram reformuladas, as curvas completas de λ versus V podem ser traçadas através da aplicação de um método de continuação, o qual elimina a singularidade da matriz Jacobiana ($\mathbf{J}$) no ponto crítico.

3.2 Método de Continuação

Juntamente com a reformulação das equações do fluxo de carga, os métodos de continuação são ferramentas essenciais para a determinação das curvas λV , visto que diferentes técnicas podem ser utilizadas para evitar a singularidade da matriz $\mathbf{J}$ no ponto crítico. A diferença entre os diversos métodos de continuação está na maneira como o

parâmetro λ é tratado e também na maneira como a singularidade da matriz Jacobiana é eliminada [12, 14, 20, 22]. Em geral, λ é considerado como variável dependente e, portanto, varia automaticamente, e o número de variáveis do sistema de equações reformuladas passa a ser $n + 1$ [14]. Portanto, o traçado completo de uma curva λV é efetuado variando-se automaticamente o parâmetro λ .

O método de continuação consiste, basicamente, de dois passos: um passo preditor e outro corretor, sendo que o primeiro produz uma solução aproximada para ser usada como uma condição inicial pelo segundo passo, o passo corretor [12]. As seções 3.2.1 e 3.2.2 a seguir tratam, respectivamente, dos passos preditor e corretor.

3.2.1 Passo Preditor

O passo preditor é executado para determinar uma estimativa da próxima solução a partir da solução das Equações 3.7 e 3.8 para o caso base ($\lambda = 1 pu$). Uma predição da próxima solução pode ser feita considerando-se um passo de tamanho apropriado na direção do vetor tangente ao ponto correspondente à solução atual. Sendo assim, o primeiro passo no processo preditor é o cálculo do vetor tangente, o qual é obtido através da derivada de ambos os lados das equações reformuladas do fluxo de carga [12]. Dessa forma, em um ponto de equilíbrio genérico (p), aplica-se a seguinte relação [1]:

$$\mathbf{g}(\mathbf{y}_p, \lambda_p) = 0 \Rightarrow \left. \frac{d\mathbf{g}}{d\lambda} \right|_p = 0 \Rightarrow \nabla_y \mathbf{g}|_p \left. \frac{dy}{d\lambda} \right|_p + \left. \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \lambda} \right|_p = 0 \quad (3.10)$$

Da qual obtemos que:

$$\left. \frac{dy}{d\lambda} \right|_p = -(\nabla_y \mathbf{g}|_p)^{-1} \left. \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \lambda} \right|_p \quad (3.11)$$

onde $\left. \frac{dy}{d\lambda} \right|_p$ é o vetor tangente ao ponto $P(\boldsymbol{\tau}_p)$ e

$\nabla_y \mathbf{g}|_p$ é o Jacobiano do fluxo de carga no ponto de equilíbrio P .

O vetor y representa as seguintes variáveis algébricas: módulo e ângulo das tensões nodais, as quais são, também, as variáveis de estado do problema. Ou seja, primeiramente o problema do fluxo de carga deve ser solucionado para inicializar estas variáveis e obter o ponto de equilíbrio P .

O vetor tangente ao ponto P (τ_p) pode ser aproximado por:

$$\tau_p = \left. \frac{dy}{d\lambda} \right|_p \approx \frac{\Delta y_p}{\Delta \lambda_p} \quad (3.12)$$

De (3.12) obtemos a seguinte relação:

$$\Delta y_p = \tau_p \Delta \lambda_p \quad (3.13)$$

Uma vez que o vetor tangente foi determinado, a previsão da solução subsequente pode ser feita. No entanto, um controle do tamanho do passo k de variação do parâmetro λ é necessário para determinar o incremento $\Delta \lambda_p$ e Δy_p . Sendo assim, é aplicada uma normalização para evitar passo grande quando $|\tau_p|$ for grande, haja vista que a magnitude do vetor tangente aumenta à medida que a solução se aproxima do ponto crítico [13]. Dessa forma:

$$\Delta \lambda_p \cong \frac{k}{|\tau_p|} \quad (3.14)$$

Das Equações 3.13 e 3.14, temos que:

$$\Delta y_p \cong \frac{k \tau_p}{|\tau_p|} \quad (3.15)$$

O tamanho do passo k deve ser escolhido para que a solução prevista esteja dentro do raio de convergência do passo corretor; uma magnitude constante de k pode ser usada por todo o

processo de continuação [12]. Neste trabalho, o tamanho do passo k está definido como $k = \pm 1$, cujo sinal determina o aumento (+) ou a redução (-) de λ [1].

Dessa forma, a solução ou o ponto previsto (y', λ') para um valor subsequente de λ é dada por:

$$\begin{cases} y' = y_p + \Delta y_p \\ \lambda' = \lambda_p + \Delta \lambda_p \end{cases} \quad (3.16)$$

A Figura 3.2 apresenta uma ilustração do passo preditor. Uma vez que foi determinada uma solução aproximada, então é necessária a aplicação de um método para corrigi-la.

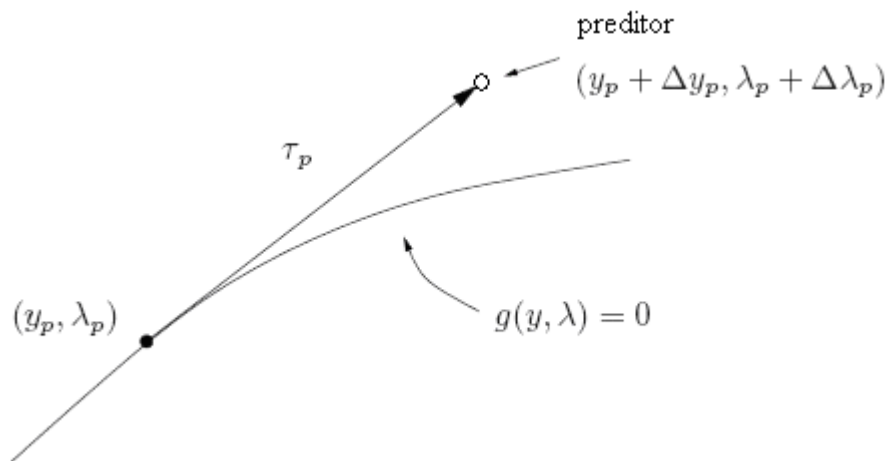


Figura 3.2 – Passo preditor obtido por meio de vetor tangente.

3.2.2 Passo Corretor

A parametrização local é uma forma de identificar cada solução ao longo da curva a ser traçada, eliminando-se, dessa forma, a singularidade da matriz Jacobiana no ponto de colapso de tensão (ou ponto crítico) [12]. Portanto a dificuldade numérica pode ser superada através da aplicação da técnica de parametrização local, que é feita da seguinte forma: próximo ao ponto crítico o parâmetro de continuação inicial λ permutará com a variável de estado y_i que apresentar a maior taxa de variação no preditor tangente, conforme Equação

3.17 obtida em [13, 23]; a partir daí, λ faz parte das variáveis das equações, enquanto que y_i passa a ser o novo parâmetro de continuação. Da mesma forma, após alguns pontos, λ voltará a ser o parâmetro de continuação [12, 13, 14, 24].

$$\max \left\{ \left| \frac{\Delta y_1}{y_1} \right|_p, \left| \frac{\Delta y_2}{y_2} \right|_p, \dots, \left| \frac{\Delta y_n}{y_n} \right|_p, \left| \frac{\Delta \lambda}{\lambda} \right|_p \right\} \quad (3.17)$$

No entanto, como λ é tratado como variável dependente o sistema passa a ter $n + 1$ variáveis para n equações e, portanto, no passo corretor um conjunto de $n + 1$ equações deve ser resolvido, ou seja [1]:

$$\begin{cases} \mathbf{g}(\mathbf{y}, \lambda) = 0 \\ \rho(y, \lambda) = 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

onde a solução de $\mathbf{g}$ deve ocorrer nas proximidades da bifurcação e ρ é uma equação adicional para garantir um ajuste não singular no ponto de bifurcação (ponto crítico), e também garante a escolha correta do novo parâmetro de continuação ρ (y_i ou λ).

Portanto, na parametrização local, ou o parâmetro λ ou uma variável y_i é forçada a ser um valor fixo, sendo que a escolha da variável a ser fixada depende da solução de $\mathbf{g}$ nas proximidades da bifurcação. Sendo assim, matematicamente, a técnica de parametrização local é definida da seguinte forma [1]:

$$\rho(y, \lambda) = \lambda_c - (\lambda_p + \Delta \lambda_p) \quad (3.19)$$

ou

$$\rho(y, \lambda) = y_{ci} - (y_{pi} + \Delta y_{pi}) \quad (3.20)$$

Onde o índice c indica a variável escolhida e corrigida em função da solução de $\mathbf{g}$ nas proximidades da bifurcação. A Figura 3.3 ilustra a solução do passo corretor através da parametrização local.

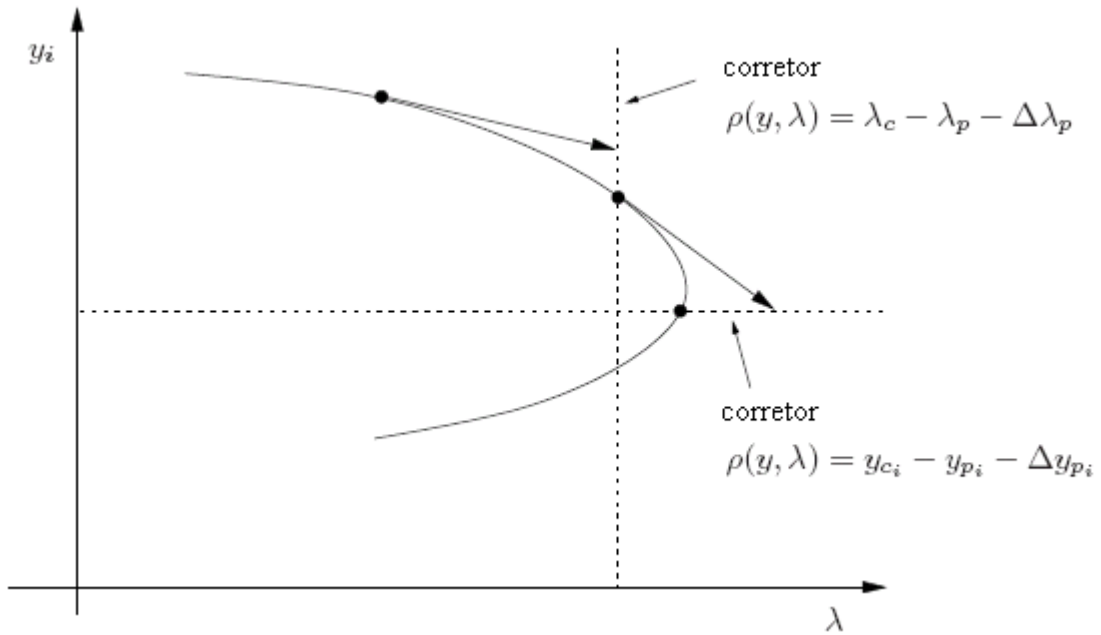


Figura 3.3 – Passo corretor obtido por meio de parametrização local.

Em [18] foi apresentada uma técnica para contornar a singularidade da matriz Jacobiana sem a necessidade de parametrização; uma *interseção perpendicular* é utilizada para melhorar as características de convergência dos métodos de continuação [18, 23]. A técnica de interseção perpendicular consiste em encontrar a interseção entre o plano perpendicular ao vetor tangente, Equação 3.22, e a trajetória a ser obtida, Equação 3.9 [23]. Dessa forma, o plano encontrado passa pelo ponto estimado e pelo ponto corrigido, o qual é a solução pretendida pelo método. O plano perpendicular ao vetor tangente é quase normal à trajetória a ser obtida, para tal o tamanho do passo deve ser pequeno [18]. O controle do tamanho do passo nas proximidades do ponto crítico é necessário, já que em condições de carga pesada, característica não linear do sistema elétrico, o tamanho do passo deve ser pequeno para que o processo possa convergir e, desta forma, determinar o ponto crítico com precisão; em condições de carga leve, onde o comportamento do sistema é quase linear, pode-se permitir que passos maiores sejam dados. A Figura 3.4 ilustra o passo corretor através da interseção perpendicular, sendo que o ponto (y_c, λ_c) indica a solução corrigida.

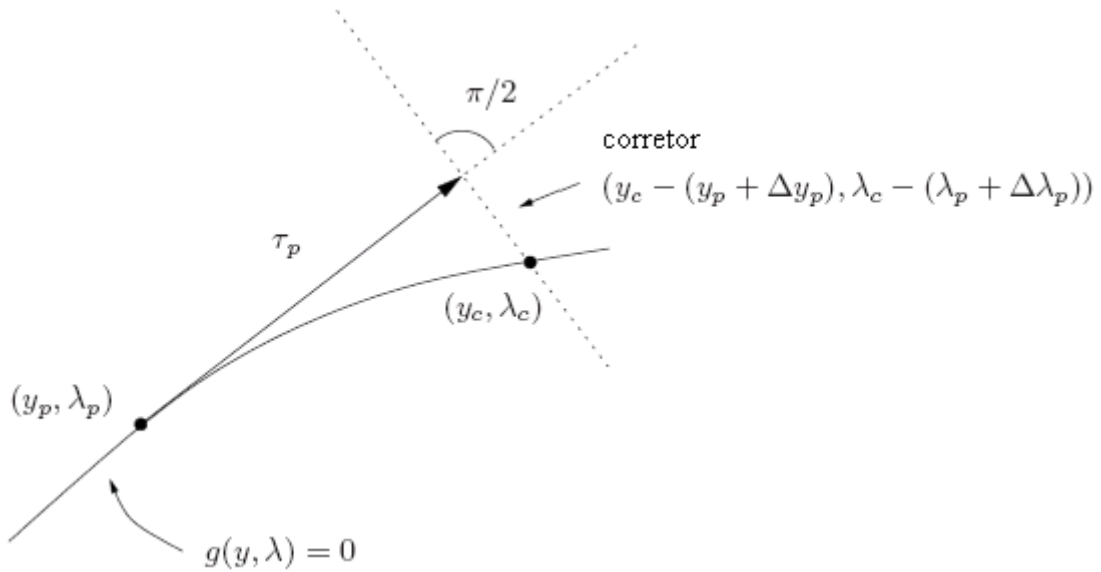


Figura 3.4 – Passo corretor obtido por meio de interseção perpendicular.

Neste caso, a expressão de ρ é dada por [1]:

$$\rho(y, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta y_p \\ \Delta \lambda_p \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} y_c - (y_p + \Delta y_p) \\ \lambda_c - (\lambda_p + \Delta \lambda_p) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.21)$$

ou por:

$$(\Delta y_p)^T [y_c - (y_p + \Delta y_p)] + \Delta \lambda_p [\lambda_c - (\lambda_p + \Delta \lambda_p)] = 0 \quad (3.22)$$

conforme obtido em [23]. Portanto, o passo corretor pode ser obtido resolvendo-se simultaneamente as Equações 3.9 e 3.22, não havendo a necessidade da parametrização local. Neste trabalho foi utilizado o método da interseção perpendicular no passo corretor para a solução dos casos de fluxo de carga continuado.

Em princípio, qualquer procedimento para solução de um sistema de equações algébricas não lineares pode ser empregado no passo corretor [13]. No entanto, normalmente, o método numérico de Newton-Raphson é o mais usado [12, 14, 23]. O ponto de operação previsto no passo preditor é usado como estimativa inicial. Dessa forma, o resultado da aplicação do método de continuação é a obtenção do conjunto de pontos que traça a curva de soluções $\mathbf{g}(\mathbf{y}, \lambda) = 0$.

3.3 Aplicação no Estudo de Casos

No estudo de caso 2, capítulo 4, o método do fluxo de carga continuado é utilizado para viabilizar a alocação ótima de unidades de geração distribuída (UGD's), conforme proposto em [25]. Além disso, através do mesmo é feita uma avaliação do limite de estabilidade de tensão para o sistema estudado, no qual é constatado um aumento considerável na margem de carregamento para o caso ótimo.

Portanto, neste trabalho, a aplicação do fluxo de carga continuado vai além da necessidade de se determinar a margem de carregamento do sistema para um dado cenário de variação de carga. A solução do fluxo de carga continuado é necessária para identificar a barra mais sensível ao colapso de tensão no sistema e, então, dar início a uma alocação orientada das UGD's. Desta forma, vários benefícios foram obtidos para o sistema estudado, tais como: redução das perdas de energia elétrica, aumento da margem de estabilidade de tensão e uma melhora acentuada no perfil de tensão do sistema, conforme analisado no estudo de caso 2, capítulo 4.

CAPÍTULO IV

ESTUDO DE CASOS

4.1 Sistema Teste

O sistema teste é definido em 33 barras, sendo composto por um sistema de subtransmissão em 138 kV que alimenta uma rede de distribuição radial de 13,8 kV através de um transformador de 12 MVA conectado em $Y_{\text{aterrado}}/\Delta$. O sistema estudado neste trabalho simula um sistema rural trifásico cujo diagrama unifilar pode ser observado na Figura 4.1. Os dados do sistema são encontrados no Anexo B.

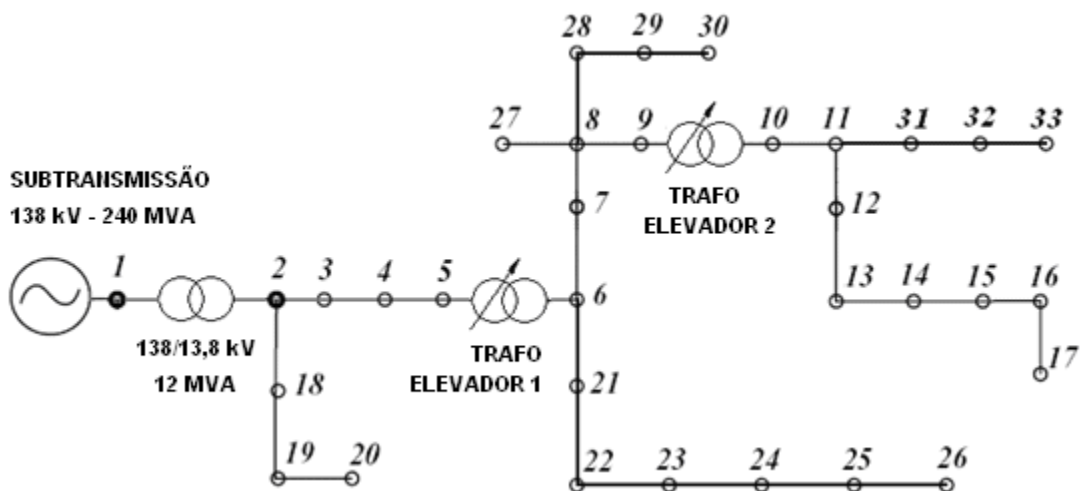


Figura 4.1 - Sistema base – 33 barras.

O sistema de subtransmissão é representado pela barra 1, a qual é também a barra de referência necessária para garantir o balanço do fluxo de potência no sistema. Portanto, a análise do fluxo de carga inclui uma barra de geração cuja potência ativa não é especificada, uma barra designada para considerar a “folga” e balancear o fluxo de potência no sistema. Isto é conceitualmente consistente uma vez que foi assumido que o sistema de subtransmissão de energia fornece qualquer potência elétrica necessária para manter o balanço de potência dentro da rede de distribuição. Assume-se, também, que o sistema de subtransmissão tem uma inércia muito grande quando comparada à da rede de distribuição. Dessa forma, a

subtransmissão foi simulada como um barramento infinito de 138 kV, 60 Hz com nível de curto-circuito igual a 240 MVA, representado por um equivalente de Thevenin.

A demanda é igual a 10 MVA definida por cargas constantes distribuídas ao longo do sistema com fator de potência igual a 0,92. Em todos os casos estudados, o perfil de tensão das barras do sistema foi mantido rigorosamente entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u., garantido com o auxílio de dois transformadores com tap variável que operam como reguladores de tensão. No caso base, o transformador entre as barras 5 e 6 tem seu tap fixado em 0,9 e eleva o perfil de tensão de 0,95 p.u. na barra 5 para 1,0366 p.u. na barra 6. Já o transformador entre as barras 9 e 10, também, tem seu tap fixo em 0,9 e eleva o perfil de tensão de 0,95788 p.u. na barra 9 para 1,0473 p.u. na barra 10. Dessa forma, a máxima variação de tensão permissível adotada ($\pm 5\%$) foi assegurada. Todas as simulações e análises foram realizadas através da utilização do software PSAT[®] [1].

4.1.1 Unidades de Geração Distribuída (UGD's)

A forma de geração distribuída mais utilizada no Brasil, ainda, é composta por geradores síncronos [5]. Portanto, neste trabalho as UGD's foram representadas por máquinas desta natureza.

De um modo geral, o objetivo deste trabalho é estudar o comportamento de um sistema de distribuição rural em relação à inserção de PCH's com geradores síncronos; não há o interesse de analisar detalhadamente o comportamento de uma determinada tecnologia de geração distribuída, mas sim, o comportamento do sistema como um todo. As máquinas síncronas empregadas foram representadas pelo modelo dinâmico de quarta ordem, cujas variáveis de estado são o ângulo do rotor (δ), a velocidade do rotor (ω), a tensão transitória de eixo em quadratura (e'_q) e a tensão transitória de eixo direto (e'_d). As equações diferenciais que descrevem o comportamento deste modelo são mostradas no Anexo C.

A modelagem das UGD's também conta com os reguladores de velocidade e de tensão. O regulador de velocidade é responsável pelo ajuste do suprimento de potência mecânica no eixo do grupo de geração (gerador - máquina primária) de acordo com a necessidade da carga elétrica nos terminais do gerador. Em outras palavras este mecanismo de regulação automática de velocidade atua na máquina primária (turbina) no sentido de elevar

ou reduzir a potência do grupo de geração, quando sua velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade de referência. Já o regulador automático de tensão (AVR) tem a função principal de controlar a tensão nos terminais do gerador síncrono, sendo que o mesmo atua na excitação da máquina (corrente de campo) agindo no sentido de manter a tensão do gerador dentro de limites pré-definidos [26]. Os modelos dos reguladores de velocidade e de tensão aplicados neste trabalho são mostrados nos ANEXOS D.1 e D.2, respectivamente.

As UGD's são turbinas hidráulicas com potência de 2 MVA, em 2,2 kV e 60 Hz cujos parâmetros de entrada foram obtidos em [3]. Conforme mostrado na Tabela 4.1, obtida em [27], essa potência está dentro da faixa que caracteriza as pequenas centrais hidrelétricas – PCH's. As UGD's são conectadas à rede através de transformadores com relação de transformação de 2,2/13,8 kV. A opção pela geração hidráulica de energia elétrica é justificada no subitem a seguir.

Tabela 4.1 – Classificação das PCH's quanto à potência e quanto à queda de projeto.

CLASSIFICAÇÃO DAS CENTRAIS	POTÊNCIA - P (kW)	QUEDA DE PROJETO - H_d (m)		
		BAIXA	MÉDIA	ALTA
MICRO	$P < 100$	$H_d < 15$	$15 < H_d < 50$	$H_d > 50$
MINI	$100 < P < 1.000$	$H_d < 20$	$20 < H_d < 100$	$H_d > 100$
PEQUENAS	$1.000 < P < 30.000$	$H_d < 25$	$25 < H_d < 130$	$H_d > 130$

4.1.2 PCH e a Geração Descentralizada de Energia

O fornecimento de eletricidade para áreas rurais é feito, principalmente, por extensas redes de distribuição e/ou por estações de energia a diesel ou a gás (pequenas termelétricas), as quais são propriedades estatais ou privadas. Ambos os tipos de fornecimento apresentam problemas técnicos e econômicos associados [28].

A necessidade de se construir extensas redes de distribuição para alimentar cargas dispersas e isoladas demanda grandes investimentos. Além disso, o fornecimento de eletricidade da rede às cargas, em longas distâncias, acarreta grandes perdas de energia elétrica e pode comprometer a qualidade no fornecimento da mesma. Outro agravante é que, inicialmente, os fatores de carga de regiões rurais são muito baixos.

Já as pequenas termelétricas requerem fornecimento regular de combustível e demandam custos elevados de manutenção. Estes dois serviços são, na maioria das vezes, difíceis de serem prestados nas áreas rurais.

Dessa forma, as concessionárias de energia elétrica consideram os casos de eletrificação rural, em sua maioria, economicamente inviáveis, pois é dispendioso projetar e operar com qualidade sistemas desta natureza. Por outro lado, fontes de energias renováveis possuem custos de manutenção relativamente baixos e são adequadas para as regiões dispersas, atendendo às cargas isoladas e aos consumidores remotos, tais como comunidades rurais.

As fontes de energias renováveis tais como solar, eólica e pequenas hidrelétricas são apropriadas para alimentar pequenas cargas operando independentemente [28]. Na maioria dos casos, estas opções alternativas de energia se encontram em abundância nas áreas rurais. A principal desvantagem destas fontes é o alto custo inicial pertinente aos equipamentos de conversão da energia. No entanto, em longo prazo, são recursos economicamente viáveis e que não contribuem para a degradação do meio ambiente.

Um estudo que envolveu a energia solar e as pequenas hidrelétricas, realizado por [28], mostra que o custo da energia para estas tecnologias diminui com o aumento do fator de carga, sendo que essa característica é mais evidente para as pequenas gerações hidrelétricas. Em áreas onde não ocorrem o fornecimento de energia elétrica, ou a distribuição da mesma é economicamente inviável, pequenas hidrelétricas podem ser utilizadas para alimentar grupos de cargas, enquanto que cargas individuais podem ser alimentadas pela energia solar.

Pequenas centrais hidrelétricas normalmente requerem baixos investimentos, têm períodos curtos de construção e baixos custos de operação. Geralmente, os custos de manutenção giram em torno de 1.5% do capital investido, e as pessoas do local de instalação podem ser facilmente treinadas para operar e manter o equipamento [28]. Além disso, a potência disponibilizada pode atender a demanda dos vários tipos de consumidores das áreas rurais, tais como: consumidores domésticos, comerciantes e industriais.

Alguns benefícios foram concedidos pelo órgão regulador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica) no sentido de incentivar a geração descentralizada de energia elétrica a partir das PCH's. A Lei N.º 9.648 de 27 de Maio de 1998 estipula um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo

empreendimento. Como são empreendimentos que, em geral, procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão, as PCH's têm papel cada vez mais relevante na promoção do desenvolvimento da geração distribuída no Brasil [29].

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, considera um empreendimento hidrelétrico como geração distribuída aquele cuja capacidade instalada é igual ou inferior a 30 MW. Conforme mostrado na Tabela 4.1, as pequenas centrais hidrelétricas são classificadas quanto à potência e quanto à queda de projeto.

4.2 Caso 1: Análise da Estabilidade sob Pequenos Distúrbios

O caso 1 investiga a estabilidade a pequenos distúrbios de um sistema de distribuição radial de 33 barras com unidades de geração distribuída. Este estudo é realizado através de simulações no domínio do tempo e através da análise de autovalores e da utilização dos fatores de participação, que indicam a influência das variáveis de estado nos autovalores. Dessa forma, este caso mostra que é possível prever uma possível instabilidade oscilatória do sistema diante de um pequeno distúrbio e, então, realizar um ajuste de controle local para amortecer as oscilações do sistema, ou até mesmo incluir um novo controlador que forneça amortecimento adicional às oscilações dos rotores das UGD's.

O desenvolvimento deste trabalho foi incentivado pelo crescente aumento de unidades de geração distribuída nas redes de distribuição [47, 48, 49, 53, 54]. Além disso, a criação do PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, deixa evidente a necessidade de se desenvolver estudos em torno da geração descentralizada de energia elétrica por meio das fontes alternativas.

4.2.1 Estudo do Caso

Este estudo considera a inserção aleatória de três UGD's, realizada por produtores independentes, nas barras 33, 22 e 29 respectivamente. As UGD's são geradores síncronos em 2,2 kV e 60 Hz, com potência máxima de 2 MVA cada. Os parâmetros de entrada foram

obtidos em [3] e são iguais para todas as UGD's. Para facilitar a identificação, as UGD's correspondentes às barras 33, 22 e 29 foram nomeadas, respectivamente, por UGD 1, UGD 2 e UGD 3. Todas as UGD's operam com geração de potência ativa fixada em 1,84 MW e, portanto, estas máquinas possuem fator de potência controlado entre 0,92 e 1, capacitivo ou indutivo, conforme recomendação estabelecida em [30].

A presença de barras de geração na rede de distribuição pode causar queda de tensão ou elevação da mesma em alguns pontos da rede. O controle deste tipo de situação depende do controle do tap dos transformadores da rede e/ou da tensão a ser fixada na barra de geração, já que os geradores síncronos aplicados neste trabalho são controlados por tensão. Dessa forma, para cada nova UGD inserida na rede de distribuição, o perfil de tensão de todas as barras do sistema foi rigorosamente controlado entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u. Primeiramente, a UGD 1 foi inserida na barra 33, operando com fator de potência (FP) igual a 0,9266 capacitivo; em seguida, a UGD 2 foi inserida no sistema e, agora, a UGD 1 opera com $FP = 0,9429$ capacitivo e a UGD 2 com $FP = 0,9400$ capacitivo; por fim, com a inserção da UGD 3, as UGD's alocadas nas barras 33, 22 e 29 operam, respectivamente, com FP iguais a 0,9477, 0,9716 e 0,9307 capacitivos.

Para cada UGD inserida no sistema, os autovalores foram computados para a matriz de estado do sistema dinâmico, sendo que os modos de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência (Capítulo II). Estes modos eletromecânicos estão associados ao comportamento dinâmico dos rotores dos geradores e são oscilações eletromecânicas fracamente amortecidas ou não amortecidas e, portanto, através dos mesmos é possível realizar uma análise em torno da estabilidade do ângulo do rotor sob pequenos distúrbios. Desta forma, os autovalores mais sensíveis às variáveis eletromecânicas (δ e ω) de cada UGD, a cada nova situação representada pela inserção de uma nova UGD no sistema, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Autovalores mais sensíveis às variáveis eletromecânicas em cada situação.

UGD	Autovalores mais sensíveis às variáveis eletromecânicas		
	Situação 1	Situação 2	Situação 3
1	$-0,0828 \pm j10,0301$	$-0,0739 \pm j10,0227$	$0,0534 \pm j9,6888$
2	-	$-0,3868 \pm j10,8684$	$-0,4909 \pm j11,2493$
3	-	-	$-0,3673 \pm j10,8097$

Individualmente alocadas no sistema, as 3 UGD's são estáveis, no entanto observando a Tabela 4.2, verificamos que após a inserção da UGD 3 (situação 3) o sistema fica instável. Conforme visto no Capítulo II, se existir um autovalor com a parte real positiva o sistema é instável, dessa forma a situação de instabilidade é indicada pelo par conjugado $0,0534 \pm j9,6888$. Tal fato mostra que a inserção aleatória e desordenada de unidade de geração distribuída em um sistema de distribuição pode levá-lo à instabilidade sob pequenos distúrbios. A variável de maior fator de participação no modo instável é a variável eletromecânica δ referente à UGD 1. Ou seja, os fatores de participação, computados a partir da análise modal da matriz de estado **A** (Capítulo II), indicaram o ângulo do rotor (δ) da UGD da barra 33 como sendo a variável de estado mais influente na instabilidade dos modos naturais da resposta do sistema, os quais estão relacionados ao autovalor $0,0534 \pm j9,6888$.

Apesar da UGD 3 ter sido a última a ser inserida no sistema, a mesma não é a maior causa do modo instável indicado na situação 3. Ou seja, a instabilidade do sistema é gerada pela nova situação representada pela inserção das 3 UGD's no sistema de distribuição, e não por uma UGD em específico. Portanto, a instabilidade gerada deve ser identificada como um fenômeno do sistema. A Tabela 4.3 fornece a taxa de amortecimento, a frequência de oscilação e a classificação dos modos eletromecânicos para cada autovalor apresentado na situação 3.

Tabela 4.3 – Características dos autovalores da situação de instabilidade.

UGD	Autovalor	Amortecimento - ζ [%]	Freq. de oscilação [Hz]	Modo
1	$0,0534 \pm j9,6888$	-	1,5420	Local
2	$-0,4909 \pm j11,2493$	4,36	1,7904	Local
3	$-0,3673 \pm j10,8097$	3,40	1,7204	Local

Conforme já foi colocado, o problema de instabilidade foi causado por um único modo instável, cuja variável de maior fator de participação é a variável eletromecânica δ referente à UGD 1. No entanto, apesar dos demais modos serem estáveis, os mesmos são fracamente amortecidos já que a taxa de amortecimento (ζ) das oscilações eletromecânicas é menor que 5%, conforme pode ser observado na Tabela 4.3.

A classificação de um modo eletromecânico como sendo local ou interárea é feita através da verificação da frequência de oscilação do respectivo autovalor, conforme indicado

na Tabela 4.3. Para a faixa de frequência de 0,1 a 0,7 Hz situam-se os modos interárea, enquanto que para a faixa de 0,7 a 2,0 Hz situam-se os modos locais. Dessa forma todos os modos eletromecânicos relacionados foram classificados como local. Portanto, neste caso as oscilações são um reflexo das interações dinâmicas entre as 3 UGD's e o resto do sistema, caracterizando oscilações de modo local, conforme Capítulo II.

Para ilustrar o problema de estabilidade sob pequenos distúrbios obtidos através da situação 3, o sistema foi simulado no domínio do tempo considerando-se pequenas perturbações. Inicialmente, a resposta temporal da frequência, Figura 4.2, foi obtida diante da aplicação de um acréscimo instantâneo de carga igual a 100 kW na barra 14 para $t = 1$ segundo. Esse pequeno distúrbio pode ser característico da entrada de um silo-secador no sistema, por exemplo. Outro tipo de carga muito comum no meio rural é o motor de indução trifásico (MIT), o qual é largamente aplicado em processos de bombeamento d'água para sistemas de irrigação por aspersão convencional e pivô central [31]. A Figura 4.3 mostra a resposta temporal da frequência do sistema quando um MIT de 50 CV, conectado à barra 14, parte em $t = 1$ segundo; os parâmetros de entrada do motor foram obtidos em [32]. Como as máquinas oscilam simultaneamente, para evitar dificuldade na visualização, é mostrada apenas a resposta temporal da frequência da UGD 1, pois esta oscila com maior amplitude em torno da frequência de subtransmissão.

Conforme pode ser observado nas Figuras 4.2 e 4.3, a frequência da UGD oscila em torno da frequência de subtransmissão (60 Hz) que, por sua vez, não sofre variações expressivas. Isto é conceitualmente consistente uma vez que o sistema de subtransmissão foi simulado como um barramento infinito e, portanto, o mesmo tem uma inércia muito grande quando comparado à rede de distribuição.

Apesar de a frequência oscilar em pequenas amplitudes, a resposta temporal da mesma apresenta um comportamento oscilatório não amortecido. Dessa forma, o sistema de controle e proteção do produtor independente de energia deve atuar para restabelecer o modo de operação seguro da unidade ou, até mesmo, desconectá-la da rede para situações de sobre e sub-frequência [30]. Este procedimento é importante, pois evita níveis de frequência prejudiciais para o sistema e para a turbina hidráulica, que não é afetada para frequências de 60 Hz até 54 Hz [33].

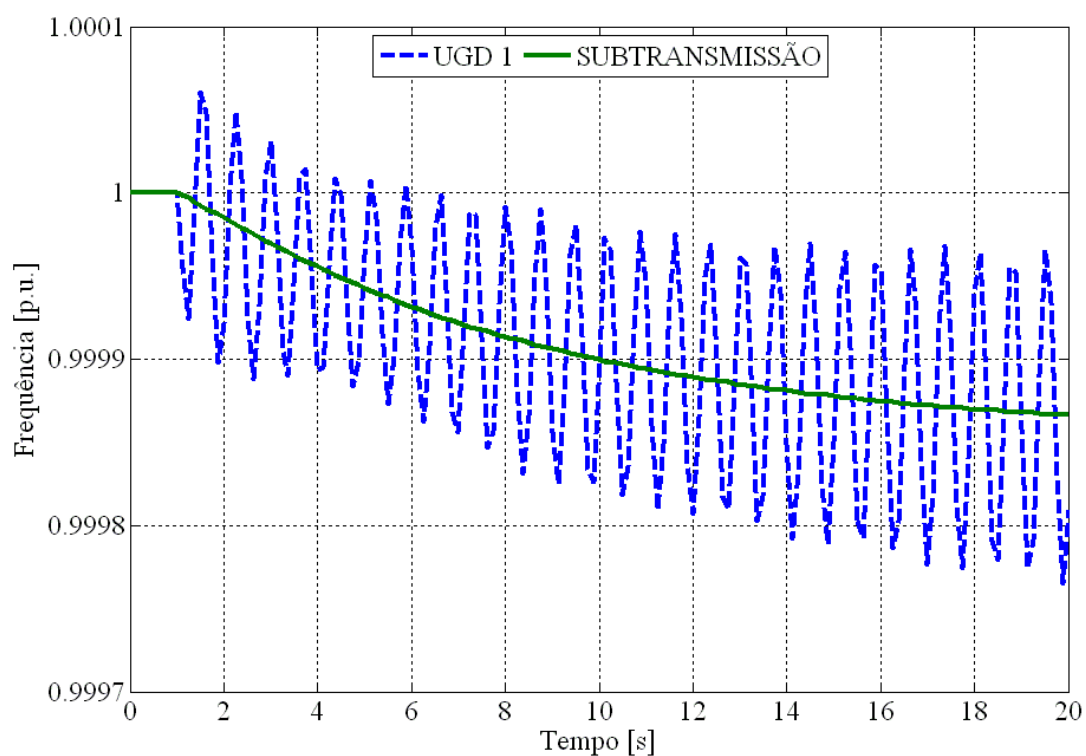


Figura 4.2 - Resposta temporal da frequência do sistema devido ao acréscimo instantâneo de carga na barra 14.

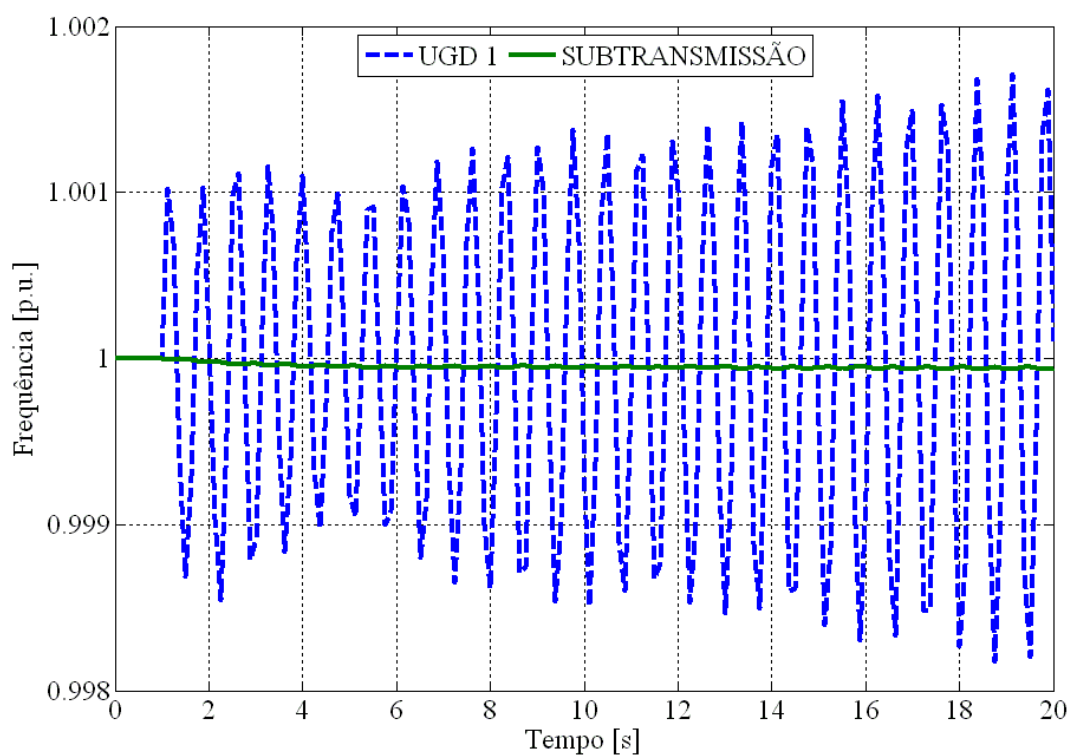


Figura 4.3 - Resposta temporal da frequência do sistema devido à partida do motor de indução trifásico na barra 14.

A oscilação da frequência, conforme mostrada nas Figuras 4.2 e 4.3, acarreta a oscilação das demais características elétricas, tais como potência, tensão e corrente. As Figuras 4.4 e 4.5 ilustram oscilações da tensão e da corrente, respectivamente, quando na partida do motor de indução trifásico na barra 14.

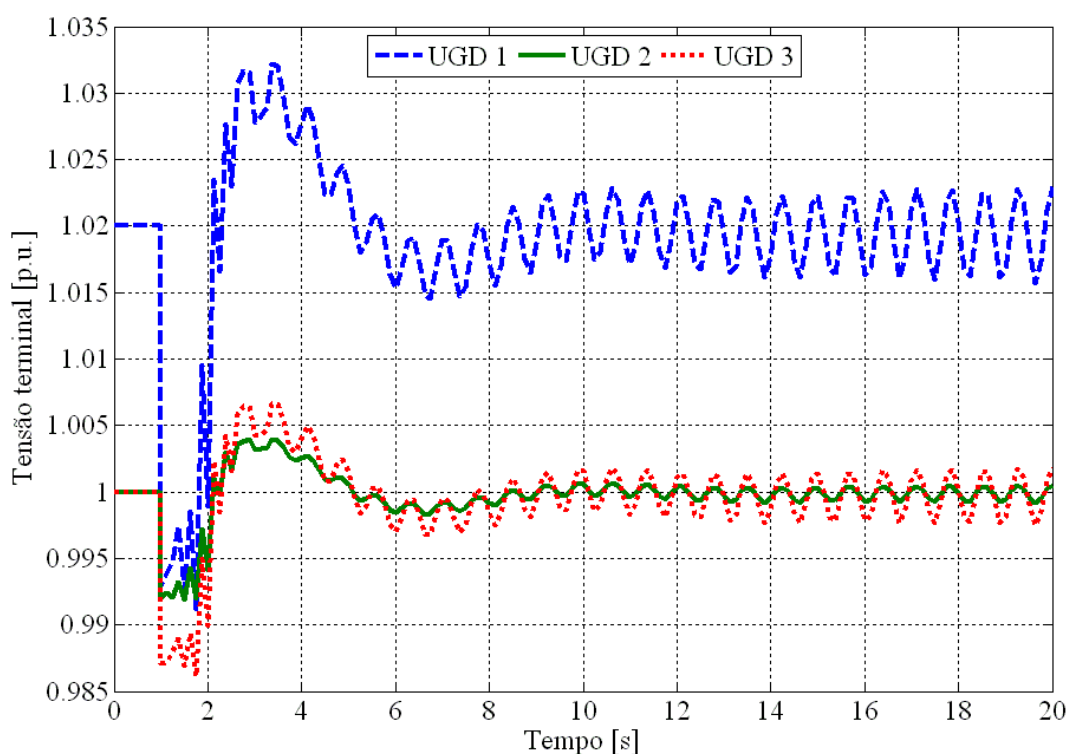


Figura 4.4 – Oscilação das tensões terminais das UGD's.

Conforme colocado no Capítulo II, a estabilidade a pequenos distúrbios, neste caso, está associada à estabilidade do ângulo do rotor, cujas oscilações com amplitude crescente (acusadas pelo par conjugado $0,0534 \pm j9,6888$) ocorrem devido à deficiência da componente de torque de amortecimento. Essa deficiência acarreta um desequilíbrio entre o torque mecânico na entrada e o torque eletromagnético na saída, dado pela Equação 2.1, resultando no não amortecimento das oscilações do rotor quando uma pequena perturbação é sentida pelo gerador; conseqüentemente ocorrem as oscilações da frequência e das demais características elétricas do sistema, conforme mostrado anteriormente. A Figura 4.6 ilustra este tipo de situação para a UGD 1 (barra 33), cujo ângulo do rotor oscila com maior amplitude quando na partida do MIT na barra 14.

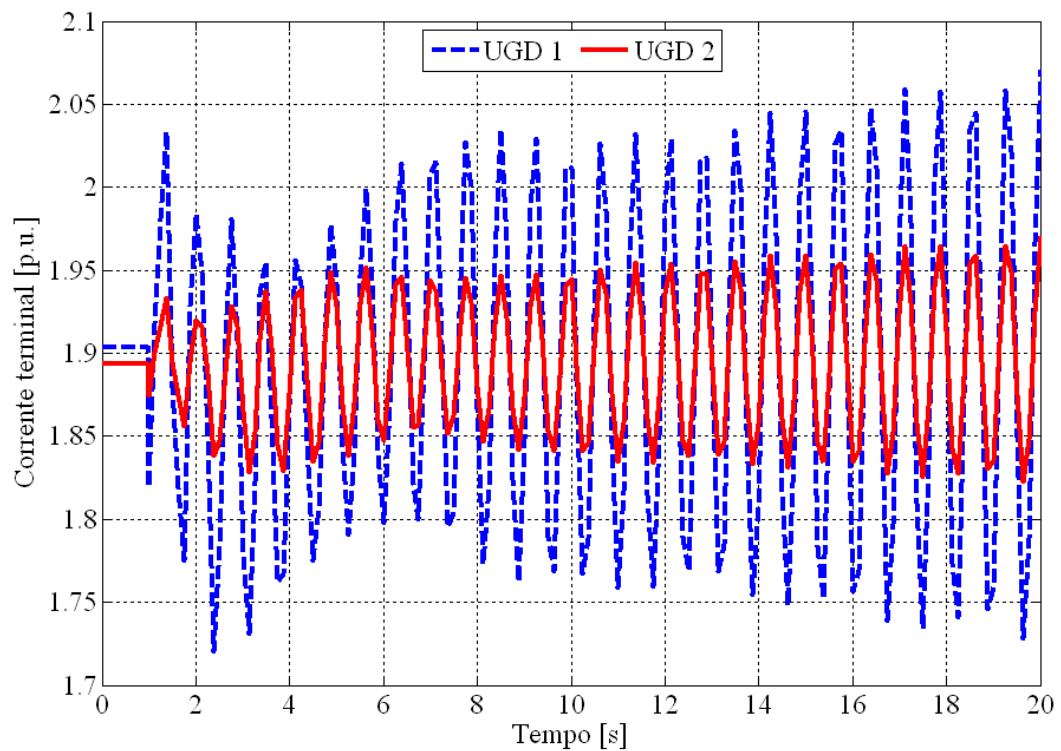


Figura 4.5 - Oscilação da corrente fornecida pelas UGD's.

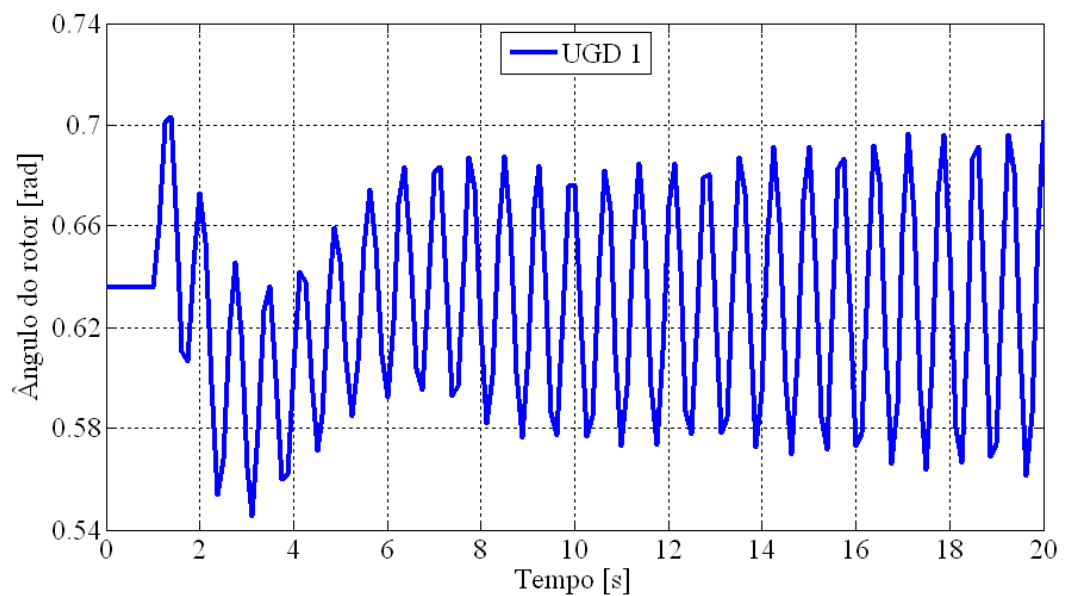


Figura 4.6 – Oscilações de amplitude crescente do ângulo do rotor da UGD 1 devido à deficiência de torque de amortecimento.

4.2.2 Amortecimento das Oscilações

Uma condição de operação segura e estável dos sistemas de potência está diretamente associada ao adequado amortecimento dos modos eletromecânicos de baixa frequência. O não amortecimento destes modos pode ocasionar a saída de várias unidades geradoras do sistema, podendo ocasionar até mesmo um blecaute.

Anteriormente, a estabilidade de pequenos distúrbios foi exemplificada através de um acréscimo instantâneo de carga igual a 100 kW, simulando a entrada de um silo-secador na rede; bem como através da partida de um motor de indução trifásico (MIT) de 50 CV, largamente aplicado no meio rural em processos de bombeamento d'água para sistemas de irrigação. Além do MIT ser uma carga muito comum no meio rural, os impactos causados pela partida do mesmo são mais expressivos que aqueles causados pelo acréscimo instantâneo de carga, conforme pode ser observado nas Figuras 4.2 e 4.3. Dessa forma, a análise em torno da instabilidade sob pequenos distúrbios será feita considerando a partida do MIT. A seguir, o amortecimento das oscilações é analisado por meios de controle local e através da inserção de Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS) nas UGD's.

4.2.2.1 Controle Local

Uma vez que os fatores de participação indicaram o ângulo do rotor (δ) da UGD 1 (barra 33) como sendo a variável de estado mais influente na instabilidade do modo eletromecânico $0,0534 \pm j9,6888$, esta UGD pode ser ajustada e controlada para o quadro atual do sistema no qual está inserida. O modo instável sugere um desequilíbrio do torque eletromagnético devido à falta de torque de amortecimento, ocasionando oscilações do rotor de amplitude crescente sob pequenos distúrbios, conforme mostrado na Figura 4.6.

Primeiramente, foi considerado um aumento na constante de inércia da UGD 1 (barra 33), dessa forma, este parâmetro foi elevado de 1,5 para 1,8 segundo. No entanto, o modo instável que era dado por $0,0534 \pm j9,6888$, agora é igual a $0,2176 \pm j9,1955$, ou seja, esta alternativa gerou um grande aumento na amplitude das oscilações do rotor, conforme ilustrado na Figura 4.7. Este comportamento do sistema pode ser justificado através da frequência natural de oscilação do rotor ω_n e da taxa de amortecimento ζ do gerador, as

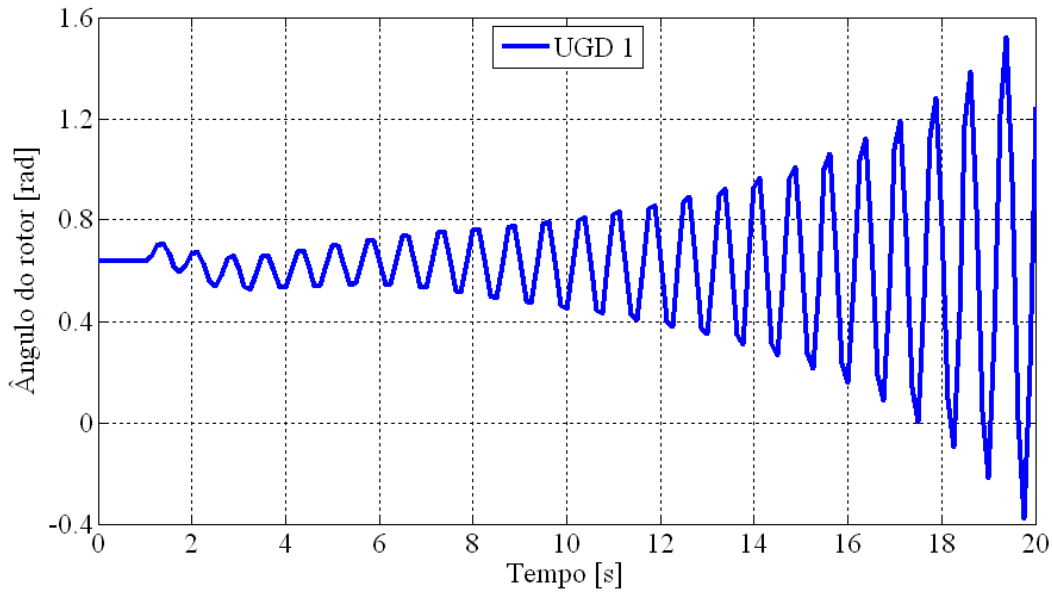


Figura 4.7 – Aumento na amplitude das oscilações do rotor devido à redução da taxa de amortecimento e da frequência natural de oscilação.

quais são dadas, conforme Anexo E, por:

$$\omega_n = \sqrt{K_s \frac{\omega_0}{2H}} \quad [\text{rad/s}] \quad \text{e} \quad \zeta = \frac{1}{2} \frac{K_D}{\sqrt{K_s 2H\omega_0}}$$

sendo que, para um modo estável:

$$\lambda = -\sigma \pm j\omega_d = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1-\zeta^2}$$

onde σ é o fator de amortecimento e ω_d é a frequência de oscilação amortecida do modo eletromecânico $e^{\lambda t}$. Analisando as equações de ω_n e ζ podemos concluir que, se o coeficiente de torque sincronizante K_s aumentar, a frequência natural também aumenta e a taxa de amortecimento diminui; um aumento no coeficiente de torque de amortecimento K_D aumenta a taxa de amortecimento. No entanto, um aumento na constante de inércia diminui tanto ω_n quanto ζ , resultando na redução do fator de amortecimento ($\sigma = \zeta\omega_n$), gerando um aumento na amplitude das oscilações do ângulo do rotor.

Em [4], objetivando o amortecimento de oscilações eletromecânicas ocasionadas pela inserção de UGD's no sistema de distribuição, foi sugerido o controle local da *constante de tempo de abertura da comporta hidráulica*, ou T_c , conforme Anexo D.1. Dessa forma, foi feito um ajuste no parâmetro T_c da UGD 1, o qual foi elevado em 0.1 segundo. A Figura 4.8 mostra que este pequeno aumento no tempo de abertura da comporta da UGD 1 foi o suficiente para garantir um ganho na componente de torque de amortecimento e, conseqüentemente, proporcionar o amortecimento das oscilações do sistema.

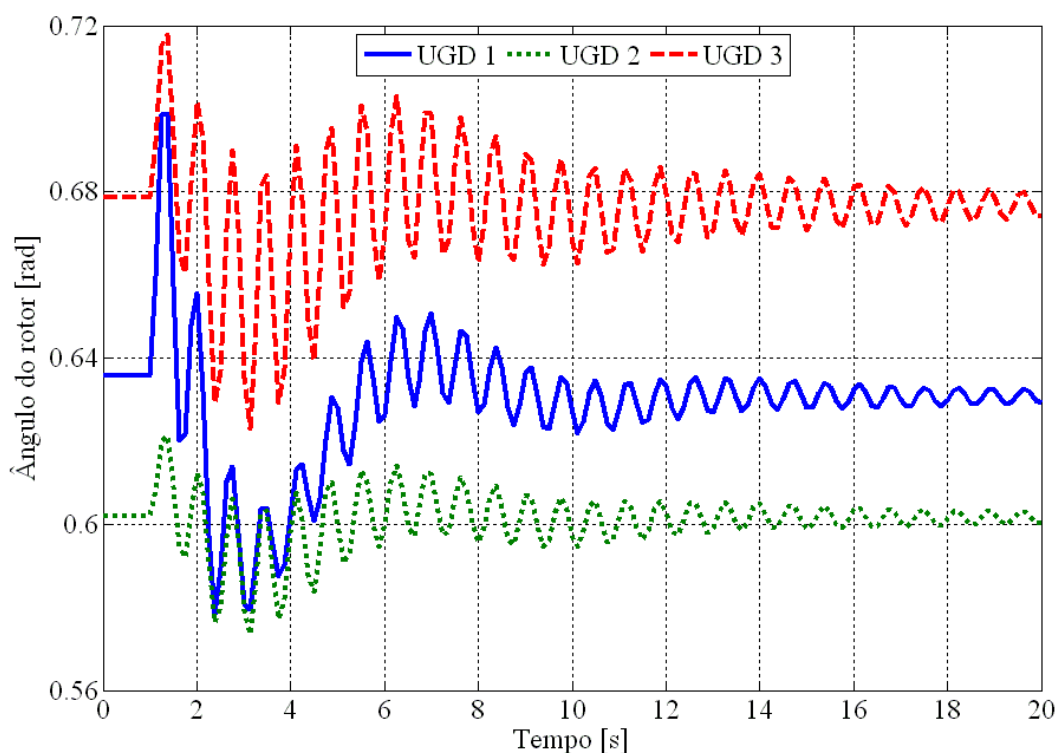


Figura 4.8 – Amortecimento das oscilações do rotor devido ao ganho de componente de torque de amortecimento.

A Tabela 4.4 fornece uma análise dos novos autovalores mais sensíveis às variáveis eletromecânicas (δ e ω) de cada UGD. Esta Tabela mostra que apesar do problema de estabilidade ter sido resolvido, os modos eletromecânicos não foram efetivamente amortecidos ($\zeta < 10\%$), resultando em um amortecimento lento das oscilações, conforme pode ser observado na Figura 4.8. É claro que da mesma forma que foi efetuado um controle local na UGD 1, pode-se efetuar um controle local nas demais UGD's também e, desta forma, elevar a taxa de amortecimento dos modos eletromecânicos. No entanto, com a elevação de

T_c as UGD's já não poderiam reagir a um distúrbio com a mesma rapidez. Portanto, a medida adotada contesta a capacidade de resposta rápida dos pequenos geradores, a qual é tida como um benefício para atender às variações na demanda e, portanto, ajudar a minimizar os efeitos dinâmicos de um distúrbio [4].

Tabela 4.4 – Características dos autovalores para o sistema estabilizado com o controle local.

UGD	Autovalor	Amortecimento - ζ [%]	Freq. de oscilação [Hz]	Modo
1	$-0,8404 \pm j11,4941$	7,29	1,8293	Local
2	$-0,4999 \pm j11,2069$	4,46	1,7836	Local
3	$-0,1822 \pm j9,9816$	1,83	1,5886	Local

4.2.2.2 Estabilizador de Sistema de Potência (PSS)

O dispositivo PSS é largamente aplicado em grandes sistemas de energia, objetivando o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. No entanto, neste trabalho, o PSS é aplicado no sistema de distribuição radial mostrado na Figura 4.1, já que este dispositivo tem sido a forma mais simples, econômica e efetiva de garantir o amortecimento adequado das oscilações eletromecânicas de baixa frequência [9, 10].

A função básica de um Estabilizador de Sistema de Potência (PSS - Power System Stabilizer) é adicionar amortecimento às oscilações do rotor do gerador controlando sua excitação usando sinais estabilizantes auxiliares. Isto é obtido modulando a excitação do gerador para desenvolver uma componente de torque elétrico em fase com as variações da velocidade do rotor [2]. Portanto, o PSS pode ser visto como um bloco adicional do controle de excitação da máquina, especialmente projetado para introduzir uma componente extra de torque de amortecimento aos modos de oscilação local ou interárea, melhorando o desempenho dinâmico do sistema. O esquema de atuação do PSS é mostrado na Figura 4.9, enquanto que o diagrama de blocos do PSS utilizado é apresentado no Anexo D.3.

Os sinais estabilizantes (v_s) são adicionados no sistema de excitação na somatória dos sinais do regulador de tensão, onde a tensão de referência (v_{ref}) e o sinal produzido da tensão

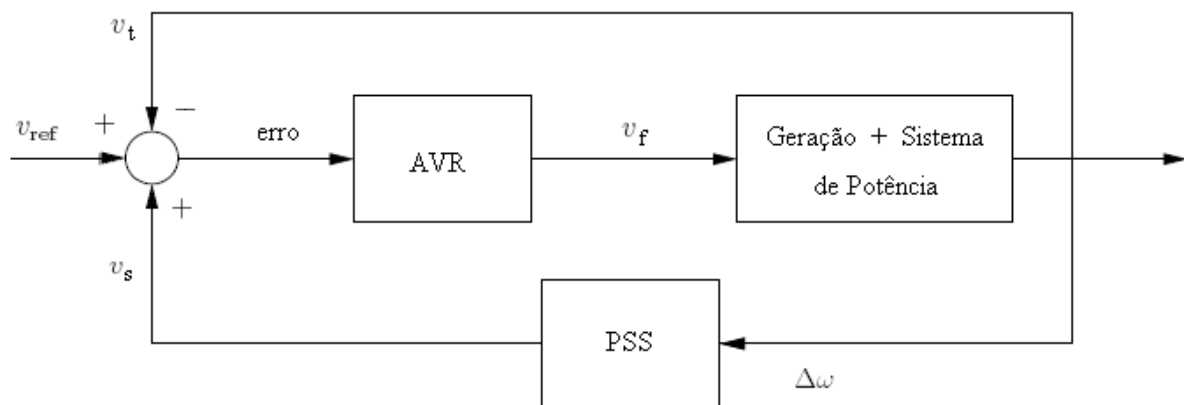


Figura 4.9 – Esquema de atuação do PSS.

terminal do gerador (v_t) são introduzidos para obter o sinal de erro fornecido ao AVR [3]. Dessa forma, o PSS deve produzir um torque em fase com a variação da velocidade ($\Delta\omega$), viabilizando o amortecimento adicional às oscilações do rotor.

O bloco washout do PSS, mostrado na Figura D.3, serve como um filtro passa alta; a constante de tempo deste bloco (T_w) pode variar de 1 a 20 segundos, no entanto, para oscilações de modo local $T_w = 1,5$ s é satisfatório, conforme obtido em [2]. A principal consideração é que T_w seja suficiente para permitir a passagem de sinais estabilizantes nas frequências de interesse, ou seja, sinais associados com oscilações na velocidade do rotor.

Com relação ao ganho do estabilizador, K_w , o mesmo tem um efeito importante no amortecimento das oscilações do rotor. O valor do ganho é escolhido analisando o efeito no amortecimento das oscilações para diferentes valores do mesmo. O amortecimento aumenta com um aumento no ganho do estabilizador até certo ponto, a partir deste, novos aumentos no ganho resultam em uma redução no amortecimento. Idealmente, o ganho do estabilizador deve ser ajustado em um valor correspondente ao amortecimento máximo [2]. No entanto, neste trabalho, o ganho do PSS foi ajustado para obter taxa de amortecimento $\zeta > 10\%$, desta forma o ganho K_w das UGD's 1 e 3 foi ajustado em 15 p.u./p.u. , enquanto que o ganho K_w da UGD 2 foi ajustado em 10 p.u./p.u.

Os modos eletromecânicos fracamente amortecidos (UGD's 2 e 3) e não amortecido (UGD 1) mostrados na Tabela 4.3, foram efetivamente amortecidos ($\zeta \geq 10\%$) através da adição de um PSS no sistema de controle da excitação (AVR) de cada uma das UGD's. Os resultados obtidos para os novos modos eletromecânicos são mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Amortecimento efetivo dos modos eletromecânicos.

UGD	Autovalor	Amortecimento - ζ [%]	Freq. de oscilação [Hz]	Modo
1	$-1,1335 \pm j10,4690$	10,76	1,6662	Local
2	$-1,2880 \pm j11,9012$	10,76	1,8941	Local
3	$-1,5785 \pm j11,7798$	13,28	1,8748	Local

A Tabela 4.5 mostra que, agora, todos os modos eletromecânicos estão bem amortecidos, comprovando a viabilidade técnica dos dispositivos PSS's aplicados em uma rede de distribuição radial. Além disso, a aplicação satisfatória dos PSS's no amortecimento das oscilações eletromecânicas justifica a utilização dos reguladores automáticos de tensão (AVR), os quais normalmente não são utilizados na geração descentralizada de energia elétrica. A Figura 4.10 ilustra esta nova condição, onde as oscilações dos ângulos dos rotores das UGD's 1, 2 e 3 são rapidamente amortecidas.

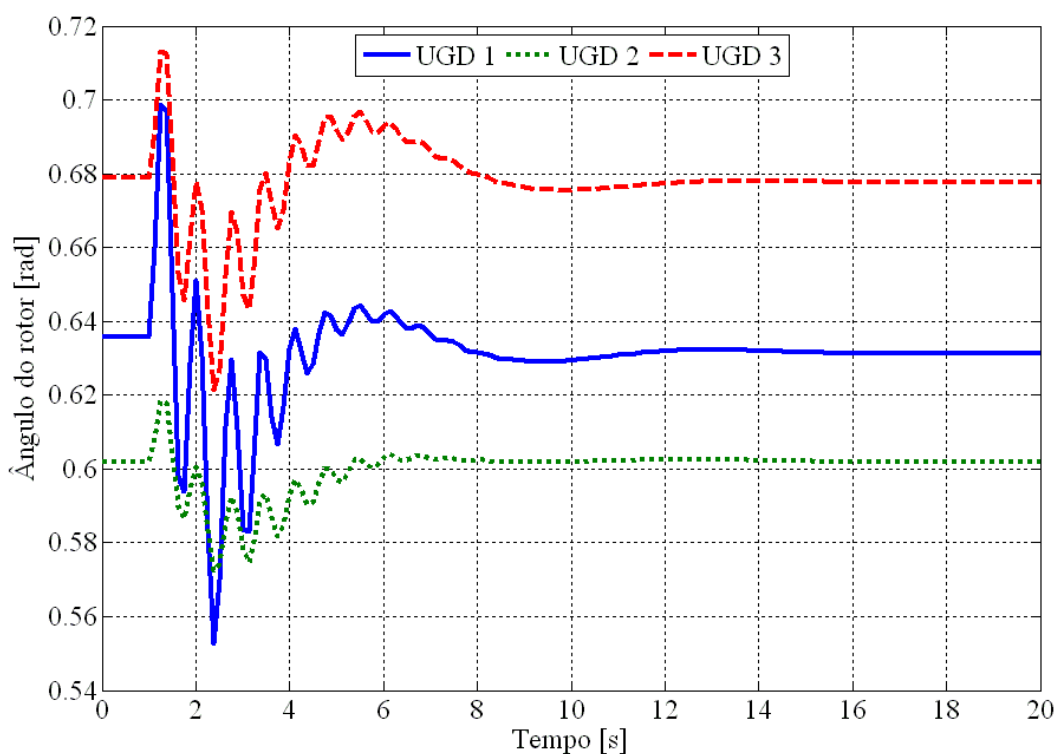


Figura 4.10 – Amortecimento efetivo das oscilações dos ângulos dos rotores das UGD's devido à aplicação de dispositivos PSS's.

4.3 Caso 2: Alocação Ótima das Unidades de Geração Distribuída

A geração distribuída é um investimento atrativo para as concessionárias e para os produtores independentes não somente por ser relativamente compacta e flexível quando comparada aos geradores centralizados (geração convencional), mas também devido a outros fatores, tais como: exigências crescentes da qualidade da energia, evitar ou adiar investimentos em equipamentos de distribuição (transformadores, cabos etc), redução das perdas de energia, proteção do meio ambiente e redução do preço de comercialização da energia [34]. No entanto, todos estes benefícios podem ser obtidos desde que seja feito um planejamento adequado para alocação ótima das UGD's. Portanto, antes de instalar uma UGD, os impactos da mesma nas características de operação do sistema, tais como: perdas elétricas, perfil de tensão, estabilidade e confiabilidade, devem ser apropriadamente avaliados [35], pois a instalação de UGD's em locais não adequados pode resultar, por exemplo, no aumento das perdas do sistema; tal fato implica no aumento dos custos de um modo geral e, portanto, causa um efeito oposto ao desejado. Por esta razão, é necessária a aplicação de um método capaz de identificar e planejar a alocação ótima de UGD's em uma dada rede de distribuição, de modo a prover melhores condições de operação da rede e a melhor utilização da capacidade de geração disponível [35].

A alocação ótima de UGD's em redes de distribuição tem sido excessivamente estudada a fim de alcançar diferentes objetivos, os quais se concentram, principalmente, na redução das perdas de energia e na melhoria do perfil de tensão [35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42]. Uma vez alcançados estes objetivos, pode-se enumerar diversos benefícios para a rede e para a concessionária, tais como: libera capacidade de transmissão e distribuição de energia uma vez que reduz o carregamento das linhas e a exigência dos equipamentos, reduz a necessidade de potência reativa, economia devido ao adiamento de investimentos em transformadores e cabos de maior capacidade, melhora a confiabilidade dos serviços, aumenta a estabilidade de tensão da rede, além de minimizar as perdas e maximizar a capacidade de economia.

4.3.1 Estudo do Caso

No estudo de caso anterior, 3 UGD's foram inseridas aleatoriamente por produtores independentes no sistema teste, Figura 4.1. No entanto, é importante frisar que os impactos causados por estas UGD's no sistema devem ser precisamente avaliados, objetivando que as mesmas sejam aplicadas de uma maneira que evite causar degradação da qualidade de energia, da confiabilidade e do controle do sistema da concessionária [38]. Dessa forma, se faz necessário uma investigação em torno da alocação das UGD's na rede de distribuição em estudo. Através de uma alocação orientada das UGD's, se pretende mostrar os benefícios que podem ser obtidos para o sistema teste, comparando-se os resultados obtidos com o sistema sem UGD e com a alocação aleatória feita no estudo de caso 1. Simulações mostram que a alocação adequada das UGD's reduz as perdas ativas do sistema e melhora o perfil de tensão, além de aumentar o limite de estabilidade de tensão.

A alocação ótima das UGD's consiste no método apresentado em [25]. Neste método, a alocação das UGD's na rede de distribuição é feita através da execução de um algoritmo iterativo baseado na determinação da barra mais sensível ao colapso de tensão, a qual é obtida através da execução do fluxo de carga continuado (Capítulo III). A execução do método proporciona, principalmente, a redução das perdas, a melhora no perfil de tensão da rede e o aumento da estabilidade de tensão. Este método pode ser resumido nos seguintes passos:

1. resolver o fluxo de carga e determinar as perdas ativas iniciais;
2. executar o fluxo de carga continuado e determinar a barra mais sensível ao colapso de tensão;
3. inserir uma UGD na barra mais sensível ao colapso de tensão;
4. resolver o fluxo de carga novamente, determinar as novas perdas ativas e compará-las com as perdas anteriores à instalação da UGD;
5. repetir os passos 2, 3 e 4 enquanto os resultados obtidos no passo 4 forem satisfatórios, ou até ser alcançado um objetivo previamente definido.

Assim como no estudo de caso 1, neste caso também foram instaladas 3 UGD's com o objetivo de obter parâmetros de comparação. A Tabela 4.6 mostra o comportamento das perdas ativas e do limite de estabilidade de tensão ou carregamento máximo, dado por λ_{MAX} , após três iterações do método proposto em [25]. As UGD's são iguais àquelas aplicadas no estudo de caso 1 e, portanto, têm capacidade máxima de 2MVA, sendo que todas as UGD's

operam com geração de potência ativa fixada em 1,84 MW, ou seja, estas máquinas possuem fator de potência controlado entre 0,92 e 1, capacitivo ou indutivo; as UGD's operam com fator de potência dentro da faixa recomendada em [30], entre 0,90 e 1.

Tabela 4.6 – Alocação ótima das UGD's.

	Quantidade de UGD's	Barra de alocação	Perdas ativas [MW]	λ_{MAX} [p.u.]
Caso base	0	-	1,4941	1,2331
Iteração 1	1	17	0,87126	2,0183
Iteração 2	2	17; 33	0,70836	2,3421
Iteração 3	3	17; 33; 26	0,51983	2,7204

Observando a Tabela 4.6, verifica-se que em 3 iterações o método aplicado reduziu as perdas em 65,21%, aproximadamente 1 MW, além de elevar consideravelmente o limite de estabilidade de tensão.

A presença de barras de geração na rede de distribuição pode causar queda de tensão ou elevação da mesma em alguns pontos da rede. O controle deste tipo de situação depende do controle do tap dos transformadores da rede e/ou da tensão a ser fixada na barra de geração, já que os geradores síncronos aplicados neste trabalho são controlados por tensão. Dessa forma, para cada nova UGD inserida na rede de distribuição, o perfil de tensão de todas as barras do sistema foi rigorosamente controlado entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u..

Na Figura 4.11 é possível identificar a barra mais sensível ao colapso de tensão a cada iteração do método, ou seja: na iteração 1, Figura 4.11-a, é alocada uma UGD na barra 17, a qual opera com fator de potência (FP) igual a 0,9325 capacitivo; já na iteração 2, Figura 4.11-b, é alocada uma nova UGD na barra 33, a qual opera com FP = 0,9260 capacitivo, enquanto que a UGD alocada na barra 17, iteração 1, passa a operar com FP = 0,9327 capacitivo; na iteração 3, Figura 4.11-c, a barra 26 foi acusada como sendo a barra mais sensível ao colapso de tensão e, portanto, as UGD's alocadas nas barras 17, 33 e 26 operam, respectivamente, com FP iguais a 0,9517, 0,9552 e 0,9494 capacitivos, ou seja, as máquinas operam subexcitadas. Na solução do fluxo de carga continuado não foi considerado limite de geração de reativo e nem limite de tensão, pois a intenção neste caso é não inserir nenhuma restrição para se verificar o comportamento do sistema nas situações limites de carregamento em estudo.

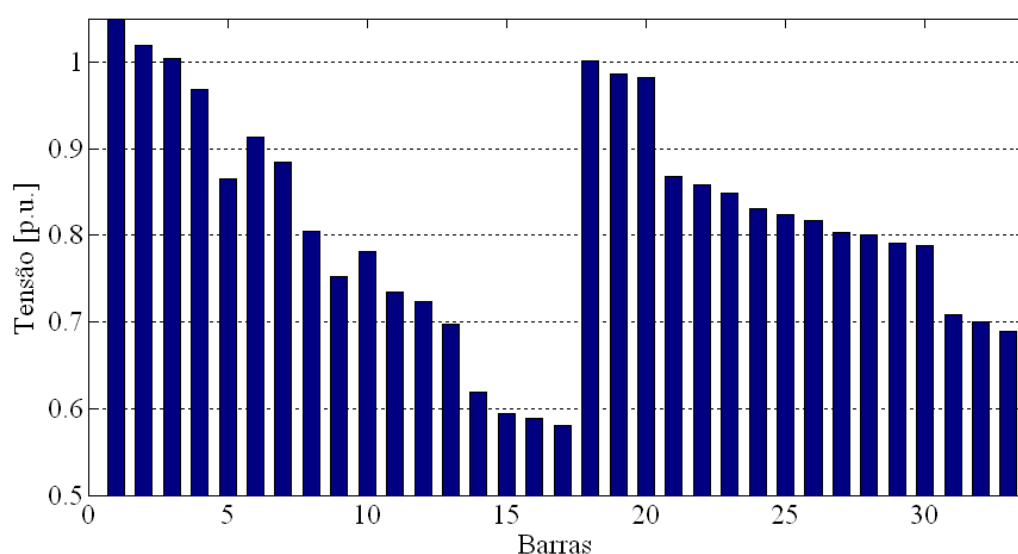


Figura 4.11-a – Iteração 1.

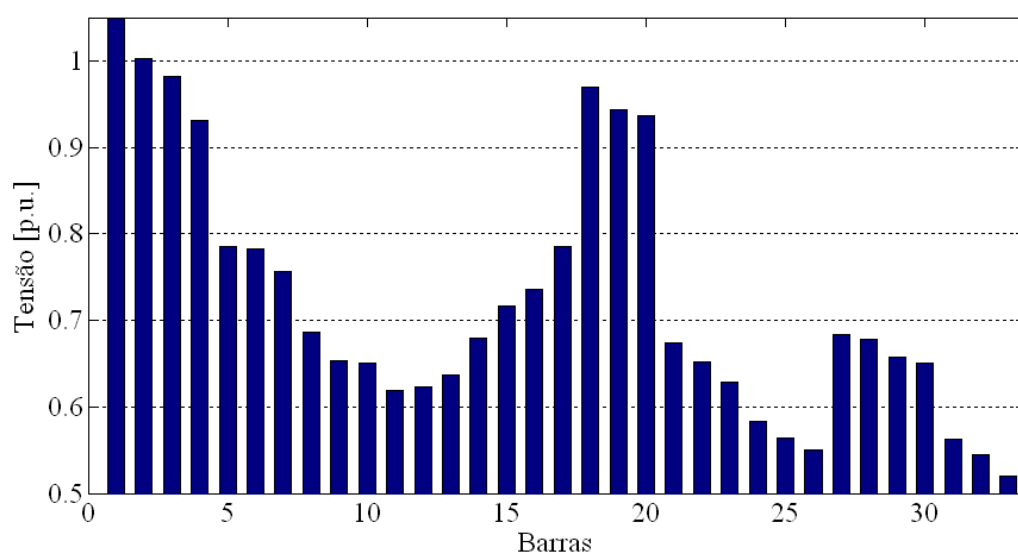


Figura 4.11-b – Iteração 2.

A Figura 4.12 mostra as curvas de estabilidade de tensão λV traçadas até o limite de estabilidade (λ_{MAX}) para as barras 17, 33 e 26. Analisando estas curvas, verificamos que para o carregamento (λ) igual a 1 p.u., o qual equivale ao carregamento base, as barras 17, 33 e 26 possuem aproximadamente a mesma tensão. Verifica-se, também, que a barra 33 é a mais sensível à variação do carregamento, apresentando a menor tensão no ponto crítico, ou ponto de máximo carregamento, enquanto que a barra 26 é a menos sensível.

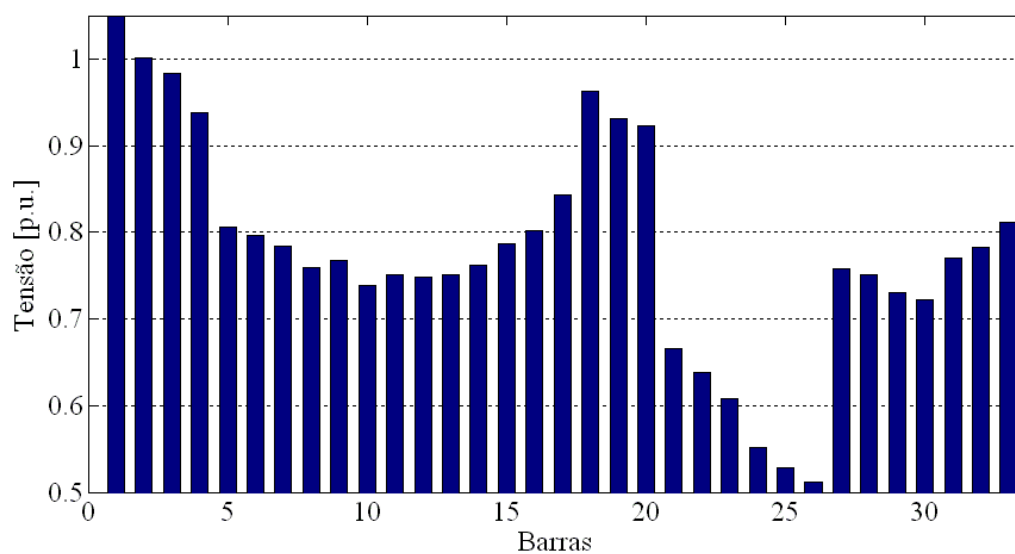
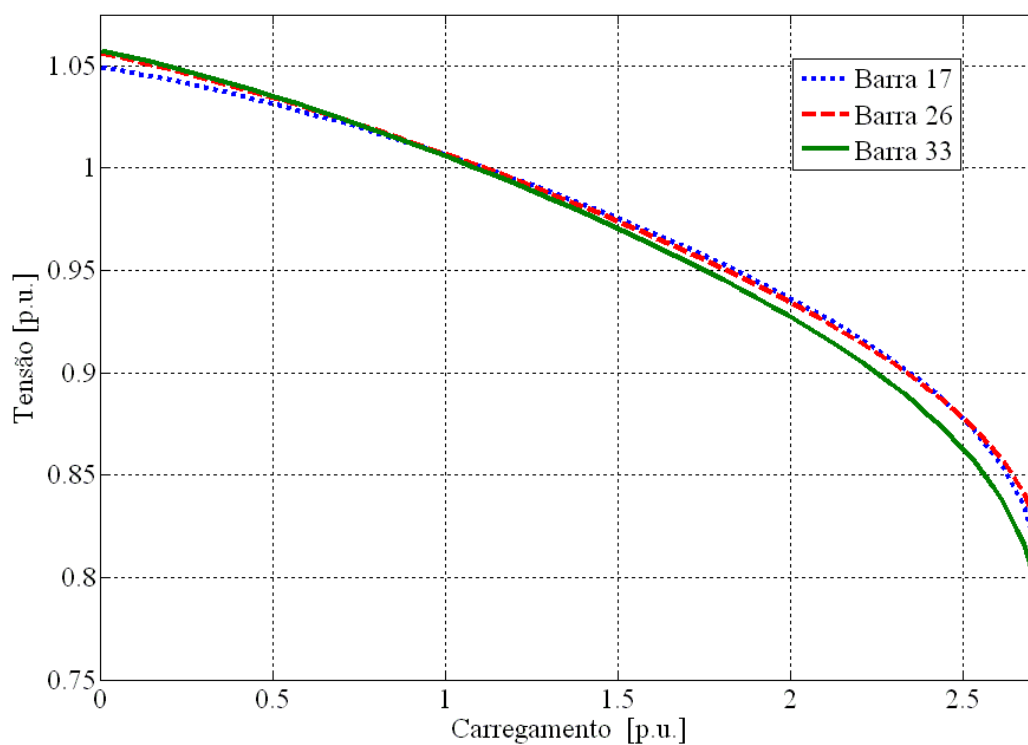


Figura 4.11-c – Iteração 3.

Figura 4.11 - Barra mais sensível ao colapso de tensão.

Figura 4.12 – Curvas de estabilidade de tensão λV das barras 17, 33 e 26.

Foi observado durante o processo de alocação das UGD's que, a variação das perdas ocorre conforme a variação do fator de potência das UGD's e do perfil de tensão da rede. Portanto, as UGD's foram alocadas buscando sempre aliar as menores perdas com o melhor

perfil de tensão para a rede. Dessa forma, foi possível prover uma melhor utilização da capacidade de geração disponível das UGD's para o sistema, tanto no estudo de caso 1 quanto no estudo de caso 2. A Tabela 4.7 compara as perdas ativas e o limite de estabilidade de tensão (λ_{MAX}) entre o sistema base (sem UGD's), o caso com alocação aleatória de UGD's (Estudo de Caso 1) e o caso com alocação ótima de UGD's.

Tabela 4.7 – Comparação entre os diferentes casos analisados.

Casos analisados	Quantidade de UGD's	Barras de alocação	Perdas ativas [MW]	λ_{MAX} [p.u.]
Sistema base	0	-	1,4941	1,2331
Alocação aleatória	3	33; 22; 29	0,53461	2,1267
Alocação ótima	3	17; 33; 26	0,51983	2,7204

A Tabela 4.7 mostra que, tanto na alocação aleatória quanto na alocação ótima das UGD's, foram obtidos resultados satisfatórios para a rede de distribuição quando comparados ao sistema base. No entanto, os resultados obtidos através da alocação ótima são mais expressivos, com perdas ativas ligeiramente inferiores e maior limite de estabilidade de tensão. Além disso, através da alocação ótima das UGD's obteve-se uma melhora no perfil de tensão da rede de distribuição, conforme pode ser observado na Figura 4.13.

A Figura 4.13 mostra os perfis de tensão da rede para os diferentes casos analisados na Tabela 4.7, ou seja: a Figura 4.13-a mostra o perfil de tensão controlado entre 0,95 e 1,05 p.u. para o sistema base, onde a barra 5 apresenta a menor tensão; a Figura 4.13-b mostra que, apesar do sistema contar com 3 geradores distribuídos aleatoriamente, o perfil de tensão é bastante irregular, sendo que a pior situação encontra-se na barra 17; já a Figura 4.13-c, obtida através da alocação ótima das UGD's, mostra uma melhora considerável no perfil de tensão da rede, o qual se encontra em torno de 1 p.u..

A aplicação do método proposto em [25], além de gerar vários benefícios à rede de distribuição, é rápida e prática. No entanto, é de suma importância o controle adequado do perfil de tensão e da operação das UGD's. Portanto, vale ressaltar que a capacidade de geração da UGD influencia diretamente na alocação da mesma e nos benefícios proporcionados ao sistema.

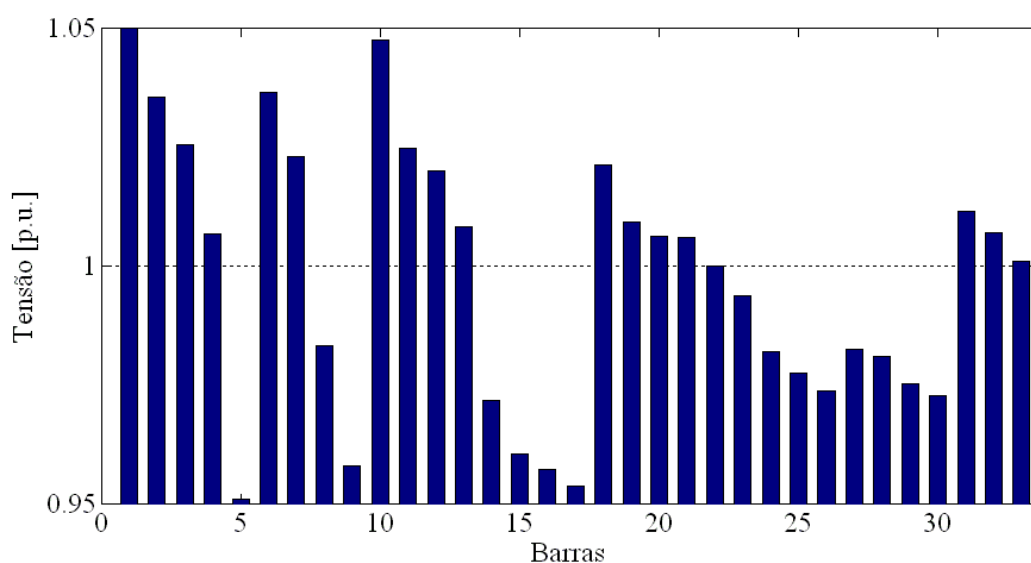


Figura 4.13-a – Sistema base.

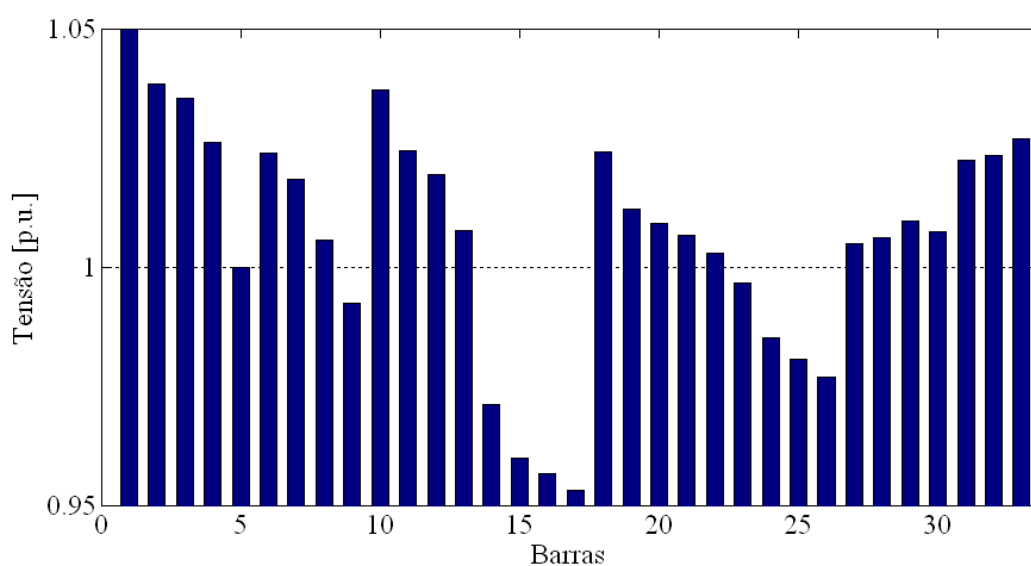


Figura 4.13-b – Alocação aleatória.

Todas as simulações e análises foram feitas considerando a aplicação do regulador automático de tensão (AVR) nas UGD's, o que, normalmente, não acontece na prática. Então, o limite de estabilidade de tensão foi determinado novamente para o caso com alocação ótima de UGD's, mas, agora, sem considerar o AVR. Dessa forma, foi obtido um limite de estabilidade de tensão igual a 1,4072 p.u., o qual é muito inferior ao limite de estabilidade de 2,7204 p.u obtido quando o AVR foi considerado. A Figura 4.14 mostra as curvas de estabilidade de tensão λV para as barras 17, 33 e 26, considerando as UGD's sem AVR.

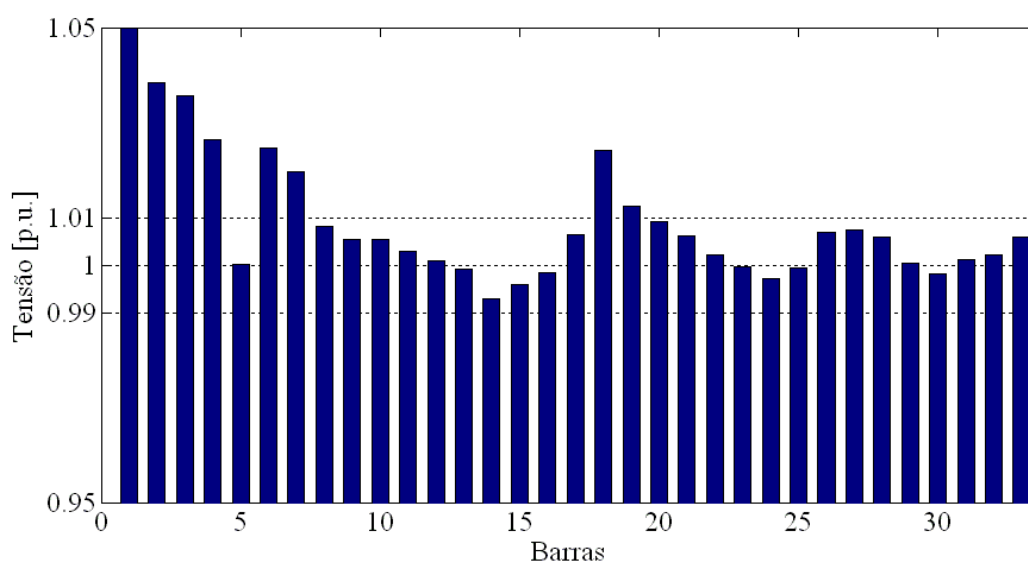


Figura 4.13-c – Alocação ótima.

Figura 4.13 – Perfis de tensão dos casos analisados.

Comparando as curvas mostradas na Figura 4.14 com as curvas mostradas na Figura 4.12, é possível perceber que, para o caso sem AVR, as barras são mais sensíveis à variação do carregamento, ocasionando um limite de estabilidade de tensão menor. Outro agravante é que, para situações de carga leve, $\pm 20\%$ de carga, as barras mostradas na Figura 4.14 possuem níveis de tensão extremamente elevados.

Outro ponto observado em relação ao limite de estabilidade de tensão (λ_{MAX}) e à aplicação do AVR nas UGD's, é o ganho K_a dado ao amplificador do AVR. No caso de alocação ótima, $\lambda_{MAX} = 2,7204 \text{ p.u.}$ foi obtido para $K_a = 20 \text{ p.u./p.u.}$, no entanto foi verificado que, quanto maior for o ganho K_a , maior será o limite de estabilidade de tensão λ_{MAX} do sistema, conforme pode ser observada na Figura 4.15. Outros fatores como, por exemplo, a saturação do gerador e a saturação do AVR também influenciam no λ_{MAX} , alterando as curvas λV .

Este estudo de caso mostrou que a alocação ótima de geradores distribuídos em uma rede de distribuição reduz as perdas ativas, melhora o perfil de tensão do sistema e aumenta o limite de estabilidade de tensão, podendo resultar em vários benefícios adicionais, tais como: libera capacidade de transmissão e distribuição de energia uma vez que reduz o carregamento das linhas e a exigência dos equipamentos; reduz a necessidade de potência reativa; economia devido ao adiamento de investimentos em transformadores e cabos de maior capacidade;

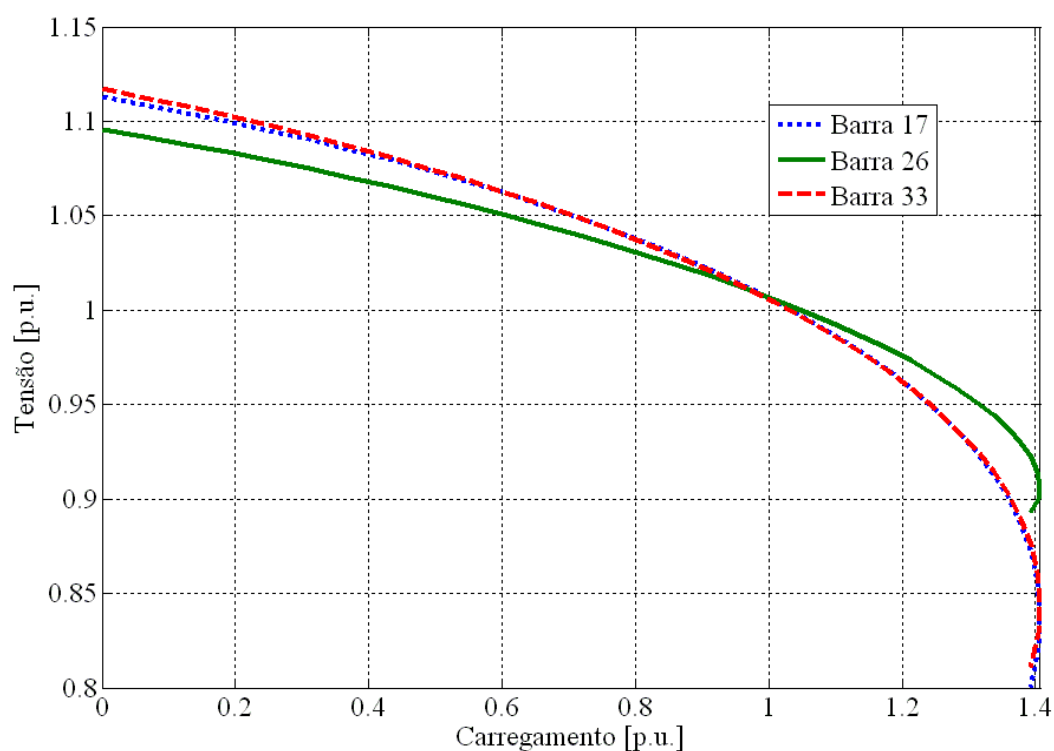


Figura 4.14 – Curvas de estabilidade de tensão λV das barras 17, 33 e 26, sem AVR.

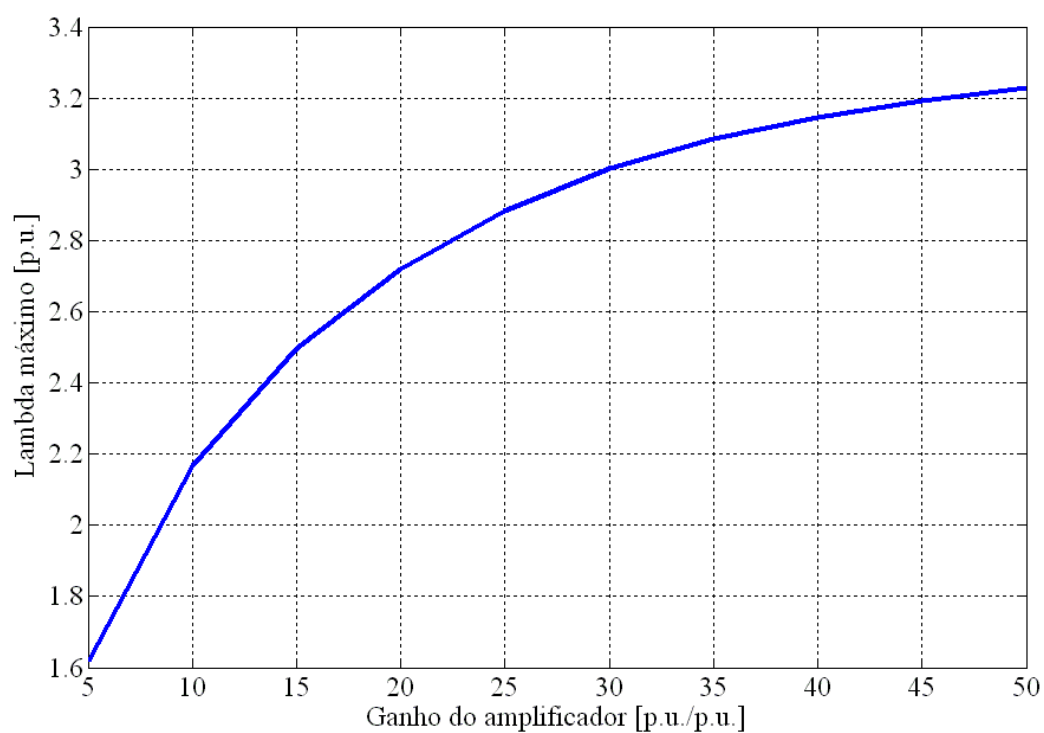


Figura 4.15 – Variação do limite de estabilidade de tensão em função do ganho do amplificador.

melhora a confiabilidade dos serviços; minimiza as perdas e maximiza a capacidade de economia. Dessa forma, a geração distribuída, além de ser uma alternativa à geração convencional de energia elétrica, pode melhorar substancialmente o desempenho técnico e econômico das redes de distribuição e, portanto a geração descentralizada de energia elétrica é uma prática que deve ser incentivada.

A inserção de geradores distribuídos na rede pode variar a magnitude e a direção da corrente de falta, o que prejudicaria a coordenação ou seletividade da proteção do sistema e, então, pode variar o tempo de duração da mesma propagando as consequências de uma falta no sistema. Desta forma, faz-se necessária uma análise em torno de possíveis impactos que podem ser causados na proteção do sistema devido à geração distribuída. Esta análise não é apenas em relação às alterações na corrente de falta, mas também, em relação às alterações na direção do fluxo de potência, assim como às alterações na corrente nominal do sistema. Esta análise é feita no estudo de caso 3.

4.4 Caso 3: Impactos na Proteção do Sistema Devido à Geração Distribuída

Os problemas relacionados à conexão de geradores de energia elétrica nos sistemas de distribuição podem surgir em diferentes áreas, tais como: estabilidade, regulação de tensão e proteção dos sistemas, entre outros. Nos estudos de casos anteriores foram analisados vários aspectos relacionados à geração distribuída e aos sistemas de distribuição. No entanto, os impactos causados pela geração distribuída na proteção do sistema, tais como, alterações na magnitude e na direção da corrente de falta, assim como alterações no sentido do fluxo de potência, não foram tratados. Dessa forma, este estudo de caso tem o objetivo de apontar algumas questões relacionadas à geração distribuída e à proteção dos sistemas de distribuição.

4.4.1 Estudo do Caso

A proteção adequada de um sistema de energia elétrica é obtida através da coordenação ou seletividade dos dispositivos de proteção. As principais finalidades da coordenação, quando na ocorrência de um defeito, seriam [43]:

- a) Isolar a parte defeituosa do sistema, tão próximo quanto possível de sua origem, evitando a propagação das conseqüências;
- b) Fazer esse isolamento no mais curto tempo, visando a redução dos danos.

A Figura 4.16 mostra um trecho do sistema teste, compreendido entre as barras 1 e 6, no qual se observa que os disjuntores são localizados em conexão a cada elemento do sistema de distribuição, fato que torna possível desconectar somente o elemento faltoso. Além disso, quando a proteção do sistema é adequada, uma determinada zona de proteção é estabelecida em torno de cada elemento do sistema, significando que qualquer falta que ocorra dentro dessa região ocasionará “*trip*”, isto é, desligamento de todos os disjuntores dentro desta zona e somente destes. É evidente que, para faltas dentro da região onde duas zonas de proteção adjacentes se sobrepõem mais disjuntores serão desligados do que o número mínimo necessário para desconectar o elemento faltoso. Porém, se não houvesse essa superposição, uma falta na região entre as zonas poderia situar-se em nenhuma delas e, portanto, não haveria desligamento de disjuntores. É importante ressaltar que, este trabalho não tem o objetivo de

fazer a coordenação da proteção do sistema estudado, mas, sim, de apontar alguns impactos que podem ser causados na mesma devido à geração distribuída.

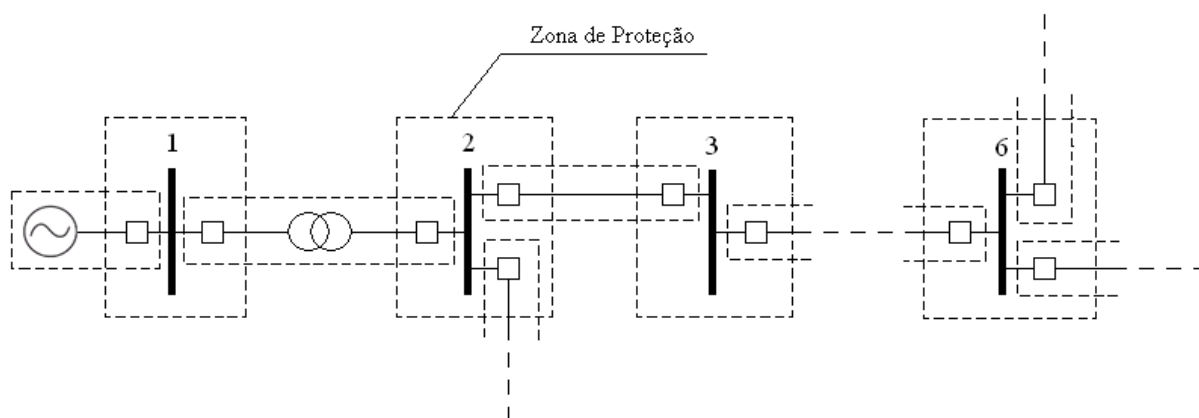


Figura 4.16 – Zoneamento da Proteção.

Os efeitos da geração distribuída (GD) na coordenação da proteção dependem do tamanho, do tipo e da alocação da UGD [44, 45, 46]. No entanto, o caso em análise discute os impactos da GD na proteção do sistema teste, Figura 4.1, com alocação ótima das UGD's, conforme estudo de caso 2. Portanto, o tipo, o tamanho e a alocação da GD já estão definidos.

Os sistemas de distribuição são, tradicionalmente, projetados assumindo que o fluxo de potência ocorre em direção única, ou seja, da subestação aos consumidores. No entanto, com a GD, a característica radial dos sistemas de distribuição pode ser alterada, causando um impacto direto na proteção dos mesmos devido à alteração no sentido do fluxo de potência do sistema. Dessa forma, os sistemas de distribuição que antes eram caracterizados por serem radiais passam a obter um fluxo de potência não-radial, ou bi-direcional, devido à inserção da geração distribuída. Portanto, se um gerador distribuído no sistema alimenta mais que um consumidor, então o mesmo injetará potência na rede de distribuição, podendo ocorrer uma das seguintes possibilidades [4]:

1. A carga total existente entre a UGD e o final do alimentador é maior ou igual a potência total injetada pela UGD. Neste caso, o fluxo de potência continuará ocorrendo da subestação em direção ao final dos alimentadores;
2. A carga total existente entre a UGD e o final do alimentador é menor que a potência total injetada pela UGD na rede. Neste caso, a direção do fluxo de potência é invertida ao longo

de uma seção do alimentador anterior à UGD e, portanto, cargas que se encontram nesta seção também passam a ser alimentadas pela UGD.

Através da solução do fluxo de carga para o caso base, foi verificado o comportamento radial do sistema teste, cujo fluxo de potência ocorre em único sentido, ou seja, da barra de geração (barra 1) para o final dos alimentadores, conforme mostrado na Tabela 4.8. No entanto, a partir da inserção das UGD's nas barras 17, 33 e 26, foi constatado que ocorre inversão no sentido do fluxo de potência ativa, conforme pode ser observado na Tabela 4.9 nas linhas destacadas em negrito (Base: 1 MVA e 13,8 kV). Dessa forma, temos que:

- Entre as barras 8 e 17, agora o fluxo de potência ativa ocorre da barra 17 para a barra 8;
- Entre as barras 11 e 33, agora o fluxo de potência ativa ocorre da barra 33 para a barra 11;
- Entre as barras 22 e 26, agora o fluxo de potência ativa ocorre da barra 26 para a barra 22.

Tabela 4.8 – Fluxo de potência nas linhas do sistema teste para o caso base.

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 2	Bus 3	1	8.929	1.9717	0.08995	-0.10134
Bus13	Bus14	2	1.5665	0.30208	0.05291	-0.0682
Bus14	Bus15	3	1.0136	0.15727	0.01103	-0.08709
Bus15	Bus16	4	0.67407	0.10446	0.00205	-0.09075
Bus16	Bus17	5	0.36579	0.06476	0.00129	-0.09054
Bus 2	Bus18	6	1.6731	0.40723	0.02162	-0.09375
Bus18	Bus19	7	1.2105	0.31308	0.01316	-0.09565
Bus19	Bus20	8	0.46135	0.09518	0.00135	-0.10078
Bus 6	Bus21	9	3.04	0.73996	0.08166	-0.05067
Bus21	Bus22	10	2.6973	0.67942	0.01391	-0.08683
Bus22	Bus23	11	1.7249	0.35795	0.00945	-0.09112
Bus 3	Bus 4	12	8.578	1.9619	0.13512	0.03037
Bus23	Bus24	13	1.2454	0.24886	0.01274	-0.0865
Bus24	Bus25	14	0.67469	0.09766	0.00276	-0.09358
Bus25	Bus26	15	0.39744	0.07434	0.00144	-0.09436
Bus27	Bus 8	16	-0.179	-0.07625	0.00011	-0.0965
Bus28	Bus 8	17	-0.80315	-0.15302	0.00173	-0.09493
Bus29	Bus28	18	-0.58405	-0.15397	0.00309	-0.09295
Bus30	Bus29	19	-0.2475	-0.1054	0.00055	-0.09453
Bus11	Bus31	20	1.2721	0.24176	0.01472	-0.09234
Bus31	Bus32	21	1.0189	0.2325	0.00418	-0.0995
Bus32	Bus33	22	0.74018	0.2151	0.00418	-0.09844
Bus 4	Bus 5	23	8.4429	1.9315	0.42718	0.24075
Bus 7	Bus 6	24	-4.3722	-0.48278	0.05357	-0.05947
Bus 8	Bus 7	25	-4.2103	-0.49224	0.16188	-0.00946
Bus 9	Bus 8	26	-3.1481	-0.50453	0.07823	-0.05014
Bus11	Bus10	27	-3.0525	-0.43343	0.06392	-0.07134
Bus12	Bus11	28	-1.7728	-0.2895	0.00768	-0.09783
Bus12	Bus13	29	1.5838	0.20898	0.01725	-0.09309
Bus 1	Bus 2	30	10.6939	2.6542	0.09176	0.27529
Bus 5	Bus 6	31	7.5477	1.4913	0.08202	0.32808
Bus 9	Bus10	32	3.1481	0.50453	0.03165	0.14244

Tabela 4.9 – Fluxo de potência nas linhas do sistema teste para o caso de alocação ótima.

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus 2	Bus 3	1	2.5043	2.98	0.01651	-0.10665
Bus13	Bus14	2	-0.25683	0.9606	0.02271	-0.08642
Bus14	Bus15	3	-0.77954	0.83402	0.01371	-0.09115
Bus15	Bus16	4	-1.1218	0.78527	0.00782	-0.09501
Bus16	Bus17	5	-1.4358	0.74983	0.0219	-0.08815
Bus 2	Bus18	6	1.6729	0.40521	0.02148	-0.09446
Bus18	Bus19	7	1.2104	0.31177	0.01308	-0.09632
Bus19	Bus20	8	0.46134	0.09455	0.00134	-0.10141
Bus 6	Bus21	9	1.1763	1.3947	0.02944	-0.08379
Bus21	Bus22	10	0.88584	1.3673	0.00498	-0.09592
Bus22	Bus23	11	-0.07764	1.055	0.00368	-0.09697
Bus 3	Bus 4	12	2.2268	2.9755	0.02412	-0.08243
Bus23	Bus24	13	-0.55131	0.9517	0.01003	-0.09094
Bus24	Bus25	14	-1.1194	0.80494	0.01113	-0.08996
Bus25	Bus26	15	-1.405	0.778	0.02114	-0.0887
Bus27	Bus 8	16	-0.179	-0.07625	0.0001	-0.10147
Bus28	Bus 8	17	-0.80295	-0.1429	0.00164	-0.09997
Bus29	Bus28	18	-0.58402	-0.14897	0.00293	-0.09807
Bus30	Bus29	19	-0.2475	-0.1054	0.00052	-0.09953
Bus11	Bus31	20	-0.5428	0.90861	0.01095	-0.09198
Bus31	Bus32	21	-0.79225	0.89899	0.00583	-0.09703
Bus32	Bus33	22	-1.0726	0.87912	0.01375	-0.09306
Bus 4	Bus 5	23	2.2027	3.0579	0.07938	-0.04016
Bus 7	Bus 6	24	-0.45829	-1.5468	0.00683	-0.09855
Bus 8	Bus 7	25	-0.43507	-1.6365	0.02322	-0.08972
Bus 9	Bus 8	26	0.57018	-1.708	0.02155	-0.08922
Bus11	Bus10	27	0.60239	-1.7546	0.02305	-0.08784
Bus12	Bus11	28	0.06159	-0.94462	0.002	-0.09863
Bus12	Bus13	29	-0.25059	0.8641	0.00624	-0.0965
Bus 1	Bus 2	30	4.1996	3.4522	0.02234	0.06702
Bus 5	Bus 6	31	1.6553	2.8986	0.01392	0.05569
Bus 9	Bus10	32	-0.57018	1.708	0.00916	0.04124
UGD_1	Bus17	33	1.84	-0.59368	0.0178	0.089
UGD_2	Bus33	34	1.84	-0.57028	0.01767	0.08835
UGD_3	Bus26	35	1.84	-0.60858	0.01789	0.08943

Além da alteração no sentido do fluxo de potência ativa, foi observado que o módulo da corrente nominal do circuito, ou trecho, a ser protegido também é alterado. Dessa forma a coordenação da proteção fatalmente será perdida.

Devido à geração distribuída, as correntes nominais nos trechos compreendidos entre as barras 14 e 17, 31 e 33, 24 e 26 foram elevadas. A situação mais crítica para cada trecho citado ocorre, respectivamente, entre as seguintes barras: 16 e 17, cuja corrente nominal foi elevada de 0,39 p.u. para 1,67 p.u.; 32 e 33, cuja corrente nominal foi elevada de 0,77 p.u. para 1,45 p.u.; 25 e 26, cuja corrente nominal foi elevada de 0,41 p.u. para 1,66 p.u. (os valores em p.u. encontram-se nas bases de 1 MVA e 13,8 kV). Portanto, seria necessário o

redimensionamento dos equipamentos de distribuição aplicados nos trechos citados. Dessa forma, é importante uma análise do sistema de distribuição para limitar a capacidade de geração dos geradores distribuídos em diferentes segmentos do sistema, evitando a substituição dos equipamentos de distribuição existentes.

Outros impactos ocorrem com relação à corrente de falta. Dessa forma, curtos circuitos trifásicos foram aplicados em diferentes pontos da rede primária para ilustrar possíveis impactos causados na proteção do sistema devido à geração distribuída. Então, a proteção de sobrecorrente, a qual é feita pelos relés de sobrecorrente, é analisada. Este tipo de proteção é muito usado em alimentadores de distribuição, em sistemas industriais e em circuitos de subtransmissão [43].

Os relés são os elementos da proteção que detectam a perturbação no sistema e, então, comandam a retirada do elemento defeituoso ou de parte do sistema afetado através da intervenção dos disjuntores. Portanto, os relés são complementados pelos disjuntores, que vão isolar o elemento defeituoso quando chamados a fazê-lo pelos relés. Os disjuntores devem ter capacidade suficiente de suportar momentaneamente a máxima corrente de curto-circuito que fluir através deles até que interrompam essa corrente [43].

Nos sistemas de distribuição, normalmente, são aplicados os relés de sobrecorrente de tempo inverso (ou temporizado) e de tempo definido (ou instantâneo). Com relação ao relé de tempo inverso, o tempo (t) de operação do mesmo é inversamente proporcional ao valor da corrente (I), conforme Figura 4.17-a. Neste tipo de proteção, deve ser ajustado, inicialmente, o relé mais distante da fonte geradora, ou seja, o tempo de atuação aumenta à medida que se aproxima da fonte. Já o relé de tempo definido, uma vez ajustados o tempo de atuação (t_a) e a corrente mínima de atuação (I_{ma}), o relé irá atuar neste tempo para qualquer valor de corrente igual ou maior do que o mínimo ajustado, conforme Figura 4.17-b. Além disso, estas duas características podem ser combinadas através do relé de sobrecorrente com unidade instantânea e temporizada. A Figura 4.17-c mostra a curva característica de um relé desse tipo, onde se verifica que, para valores de corrente inferiores a I_{ma} , o relé operará segundo a curva inversa, e para valores superiores a I_{ma} , o relé operará com um tempo t_a considerado instantâneo. Essa combinação é um método mais preciso e de maior rapidez na atuação da proteção [43].

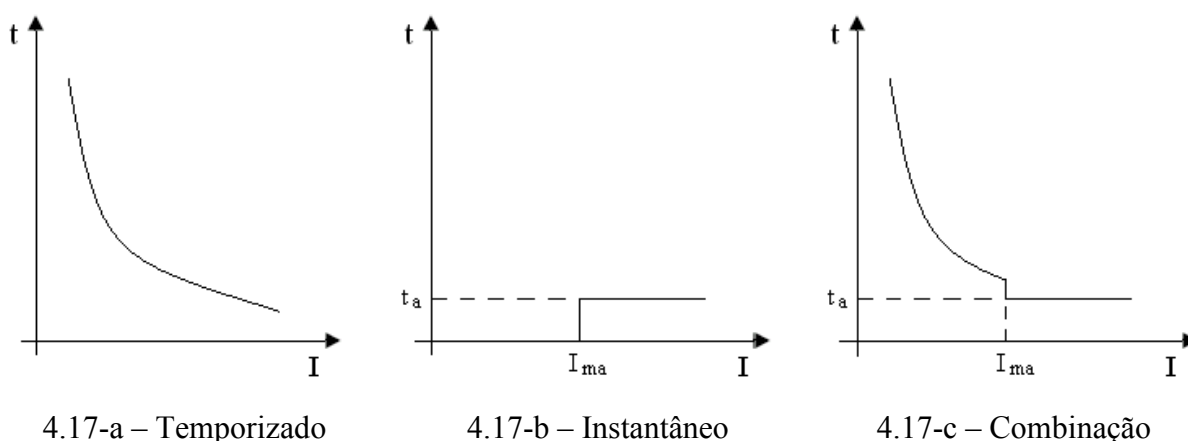


Figura 4.17 – Curvas características dos relés de sobrecorrente.

Neste trabalho, não serão abordados os parâmetros operacionais do relé de sobrecorrente, pois o objetivo deste trabalho é ilustrar impactos na proteção do sistema devido à geração distribuída, e não projetar a coordenação da proteção do sistema. No entanto, é importante ressaltar que para se determinar o ajuste de um relé de sobrecorrente, é necessário conhecer as seguintes informações [43]:

- Corrente nominal do circuito a ser protegido;
- Relação de transformação de corrente (RTC);
- Corrente de curto-circuito trifásico e monofásico;
- Tempo de operação da proteção;
- Catálogo do fabricante.

A Figura 4.18 mostra um trecho do sistema teste, Figura 4.1, com sua respectiva proteção de sobrecorrente. O ajuste dos relés para esse esquema de proteção deverá ser feito, primeiramente, no relé mais afastado da fonte geradora. Dessa forma, para uma falta no ponto F_I , entre as barras 4 e 5, o relé 3 operaria no tempo t_3 , abrindo o respectivo disjuntor e, caso este falhe, operaria então o relé 2, abrindo o disjuntor correspondente e, assim, sucessivamente. Portanto, para uma falta em F_I , o tempo de operação dos relés 1, 2 e 3 deve ser ajustado da seguinte forma: $t_3 < t_2 < t_1$, obtendo-se a seletividade de operação e, também, a proteção de retaguarda.

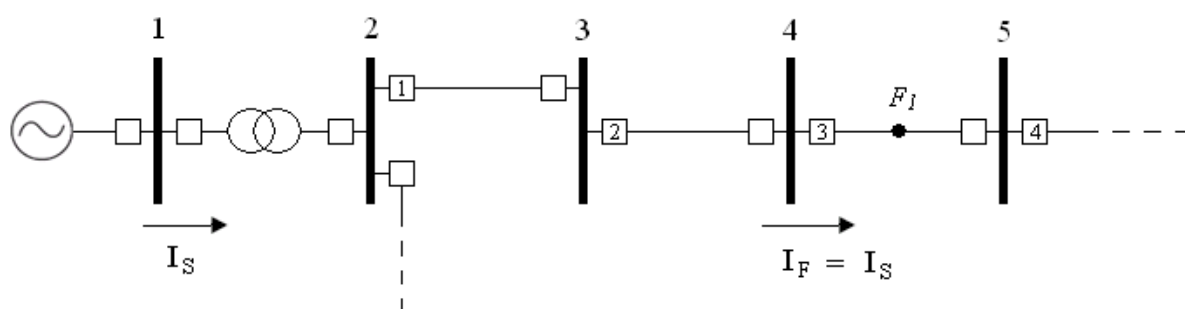


Figura 4.18 – Exemplo de seletividade na proteção de sobrecorrente para um sistema radial.

Em condições normais de operação, a corrente nominal na linha entre as barras 4 e 5 é igual a 8,6 p.u. nas bases de 13,8 kV e 1 MVA. Para uma falta trifásica no ponto F_I , exatamente no meio da linha entre as barras 4 e 5, tem-se uma corrente de falta $I_F = 96,8$ p.u., a qual é fornecida pela subtransmissão, conforme Figura 4.20-a.

No entanto, considerando a inserção das UGD's nas barras 17, 33 e 26, a corrente nominal na linha entre as barras 4 e 5 é reduzida para 3,67 p.u., na mesma base. Com relação à corrente de falta no ponto F_I , devido à geração distribuída, esta corrente já não é mais radial, conforme pode ser observado na Figura 4.19.

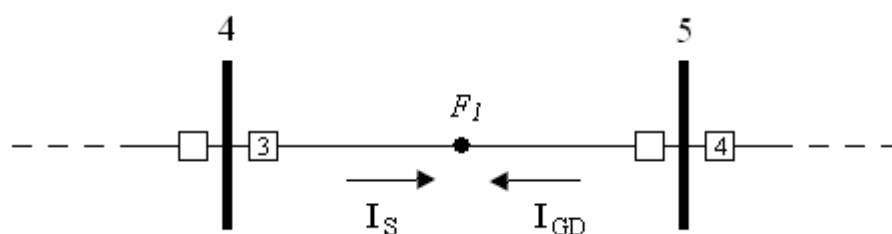


Figura 4.19 – Alteração na direção da corrente de falta.

Portanto, agora temos uma corrente de falta bi-direcional, pois além da corrente fornecida pela subtransmissão ao ponto de falta, também existe a contribuição das UGD's localizadas nas barras 17, 33 e 26. Para a situação ilustrada na Figura 4.19, temos que $I_S = 95,8$ p.u., enquanto que $I_{GD} = I_{17} + I_{33} + I_{26} = 6,7$ p.u., onde I_{17} , I_{33} e I_{26} são as contribuições das UGD's no ponto de falta, conforme Figura 4.20-b. A Figura 4.20 ilustra as correntes de falta no ponto F_I , sendo que a falta é aplicada em $t = 0,5$ segundo e é eliminada após 0,120 segundo.

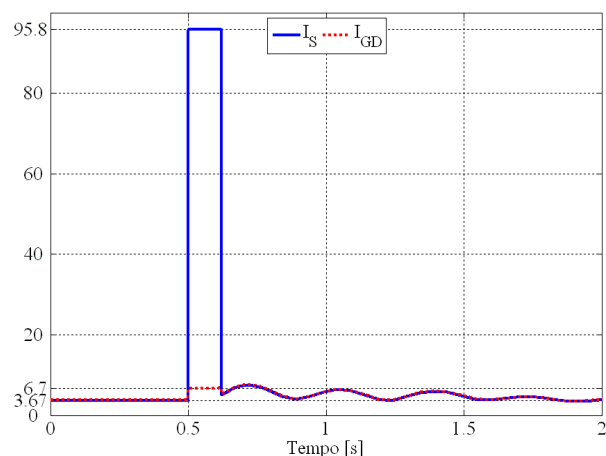
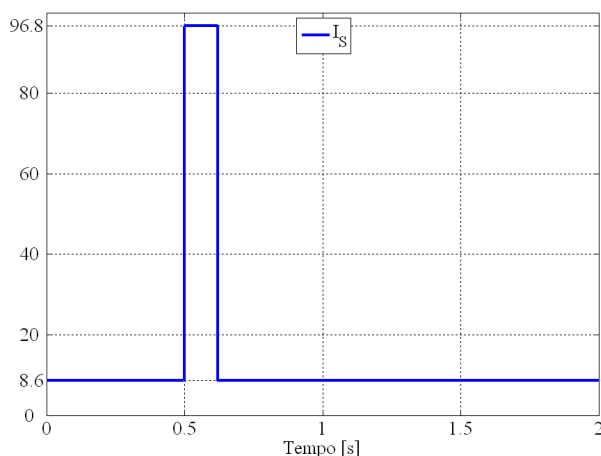


Figura 4.20-a – Sem UGD.

Figura 4.20-b – Com UGD's.

Figura 4.20 – Características das correntes de falta no ponto F_I .

Portanto, além da GD ter alterado a corrente nominal na linha entre as barras 4 e 5 de 8,6 p.u. para 3,67 p.u., e a corrente fornecida pela subtransmissão ao ponto F_I de 96,8 p.u. para 95,8 p.u., agora existe a corrente de falta I_{GD} , a qual é contrária a direção típica esperada pelos dispositivos de proteção mostrados na Figura 4.19. Mesmo que a proteção de sobrecorrente “enxergue” a corrente I_{GD} , levará muito tempo até que a mesma atue e elimine esta corrente de falta, pois a proteção do sistema não foi ajustada para o módulo da corrente I_{GD} , o qual é muito pequeno quando comparado ao módulo de I_S . Portanto, com a geração distribuída, a coordenação da proteção seria perdida devido às alterações na corrente nominal do circuito a ser protegido e na corrente de falta, tanto no módulo quanto na direção de ambas.

Para o caso analisado na Figura 4.19, relés de sobrecorrente direcionais, os quais operam apenas quando a corrente de falta está dirigida numa pré-determinada direção, podem ser aplicados para eliminar a falta no ponto F_I . Dessa forma, considerando a Figura 4.21, a seletividade do sistema é obtida da seguinte forma:

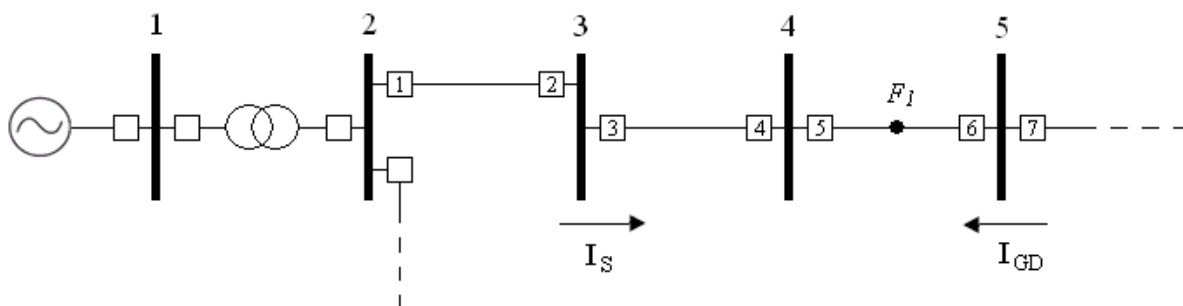


Figura 4.21 - Sistema de distribuição com característica não radial.

- Primeiramente, devem ser calibrados os relés ímpares considerando, apenas, a corrente I_S ;
- Em seguida, os relés pares devem ser calibrados para a corrente I_{GD} , apenas.

Sendo assim, os relés ímpares não atuam caso a corrente de curto seja fornecida pela geração distribuída, e os relés pares não atuam se a corrente de curto for fornecida pela subtransmissão. Portanto, para uma falta em F_1 , o relé 5 (ou 3, como retaguarda, por exemplo) abrirá o disjuntor “5”, enquanto que o relé 6 (ou 8, como retaguarda, por exemplo) abrirá o disjuntor “6”. No entanto, para uma falta na barra 4, por exemplo, o relé 3 deve atuar e comandar a abertura do disjuntor “4”, enquanto que o relé 6 deve atuar e comandar a abertura do disjuntor “5”.

Assim como a falta no ponto F_1 , em qualquer outra região do circuito que for aplicada uma nova falta, a corrente de falta terá características diferentes daquelas anteriores à geração distribuída, caracterizando a perda da coordenação da proteção do sistema. Por exemplo, para uma falta F_2 entre a barra 10 e a barra 11, sem a geração distribuída (GD) a corrente de falta é fornecida exclusivamente pela subtransmissão, dessa forma, no ponto de falta, $I_F = I_S = 17,3$ p.u. No entanto, com a GD a corrente de falta tem seu comportamento alterado, conforme pode ser observado na Figura 4.22, sendo que, no ponto de falta,

- $I_{Fe} = I_S + I_{26} = 18,8$ p.u., e
- $I_{Fd} = I_{17} + I_{33} = 6,8$ p.u.,

onde I_S é a contribuição da subtransmissão e I_{26} , I_{17} , I_{33} são as contribuições das UGD's localizadas nas barras 26, 17 e 33, respectivamente.

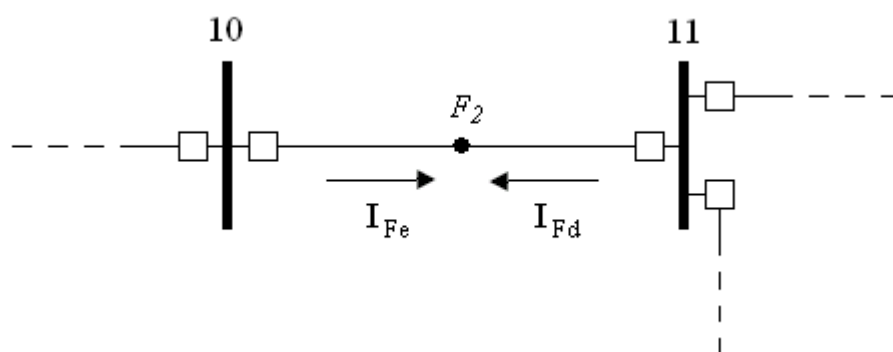


Figura 4.22 – Falta no ponto F_2 .

Além disso, em condições normais de operação, a corrente nominal na linha entre as barras 10 e 11 que na ausência da GD era igual a 3 p.u., da barra 10 para a 11, devido à GD a mesma foi alterada para 1,8 p.u., da barra 11 para a 10. A Figura 4.23 ilustra as correntes de falta no ponto F_2 , sendo que a falta é aplicada em $t = 0,4$ segundo e após 0,120 segundo a linha faltosa é isolada do sistema.

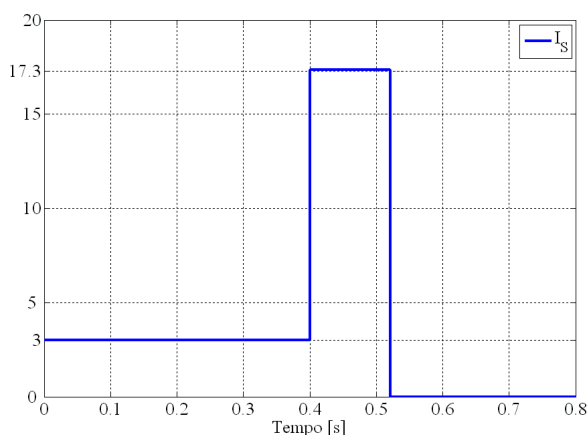


Figura 4.23-a – Sem UGD.

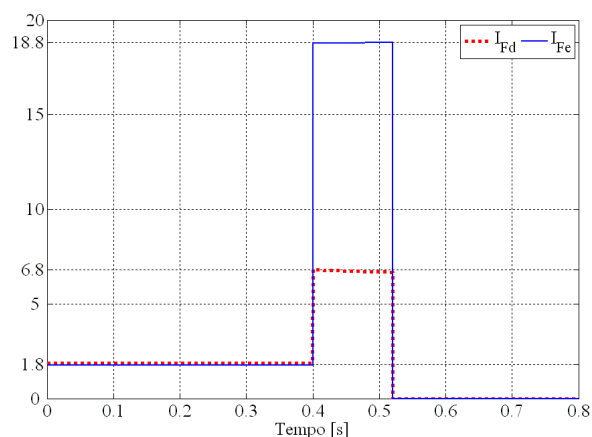


Figura 4.23-b – Com UGD's.

Figura 4.23 – Características das correntes de falta no ponto F_2 .

Os casos analisados mostram que para diferentes pontos de falta, novas análises são necessárias para identificar alterações na corrente de falta e, principalmente, na coordenação da proteção. Não menos importantes são as alterações na corrente nominal de cada trecho do sistema, a qual é fundamental na coordenação da proteção do mesmo.

Considerando que a magnitude da corrente de falta depende da capacidade da geração e do local onde a mesma se encontra no sistema, devido à GD, seja um ou vários novos pontos de geração dentro do sistema, a magnitude da corrente de falta é alterada, haja vista que agora existe a contribuição da GD na mesma. Além da magnitude da corrente de falta, foi mostrado que a direção da mesma nas diferentes seções do sistema também é um parâmetro que sofre mudanças, podendo variar em função da alocação da UGD e do ponto de ocorrência da falta. Dessa forma, a contribuição da geração distribuída no sistema em falta pode alterar a direção da corrente em algumas seções do alimentador.

As alterações na corrente de falta e na corrente nominal do sistema devido à geração distribuída causam impactos na proteção do sistema contra sobre corrente, pois ocasiona a perda da coordenação. Dessa forma, correntes de falta podem não ser eliminadas ou

demandarem um tempo muito grande e desnecessário para que o faça, ocasionando a propagação das conseqüências e intensificando os danos no sistema. Portanto, devido à geração distribuída, toda a coordenação e ajuste dos equipamentos de proteção devem ser refeitos. Além disso, com geração distribuída os sistemas de distribuição podem perder sua característica radial e, portanto, novos equipamentos direcionais de proteção devem ser incorporados para garantir a proteção adequada do sistema.

CAPÍTULO V

CONCLUSÕES GERAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Foi mostrado no *estudo de caso 1* que a inserção aleatória e desordenada de unidades de geração distribuída (UGD's) em um sistema de distribuição pode levá-lo à instabilidade sob pequenos distúrbios. Isso ocorre devido ao surgimento de modos eletromecânicos instáveis, os quais são traduzidos em oscilações não amortecidas do ângulo do rotor. Essa situação foi ilustrada através de simulações no domínio do tempo, onde foi possível observar que um pequeno acréscimo de carga é capaz de causar instabilidade em um sistema elétrico. No entanto, tal instabilidade pode ser prevista através da análise modal da matriz de estado do sistema e, então, com o auxílio dos fatores de participação é possível identificar as variáveis de estado mais influentes nos modos instáveis. Portanto, os fatores de participação indicam onde devem ser tomadas medidas de reforço, tais como o controle local das UGD's ou a instalação de PSS para que seja providenciado o adequado amortecimento das oscilações eletromecânicas de modo local.

O dispositivo PSS é largamente aplicado em grandes sistemas de energia, no entanto, neste trabalho, foi sugerida a aplicação do mesmo em redes de distribuição devido ao fato de ser considerada uma solução simples, efetiva, e relativamente barata para o amortecimento de oscilações de modo local [9, 10]. Além disso, a aplicação satisfatória do dispositivo PSS no amortecimento das oscilações eletromecânicas justifica a utilização dos reguladores automáticos de tensão (AVR), os quais normalmente não são aplicados na geração descentralizada de energia elétrica.

O controle local pode ser visto como uma alternativa à inserção de novos dispositivos de controle. No entanto, o controle local adotado, tal como o aumento no tempo de abertura da comporta hidráulica, apesar de solucionar o problema de estabilidade, mostra que a capacidade de resposta rápida dos pequenos geradores pode não ser benéfica para o sistema do ponto de vista da estabilidade do ângulo do rotor; ou em outras palavras, do ponto de vista do amortecimento das oscilações eletromecânicas. Em contra partida, este estudo de caso também mostra que os reguladores de velocidade das unidades de geração distribuída podem ser usados para garantir a estabilidade na oscilação das redes de distribuição com geradores distribuídos. Além disso, o método utilizado no amortecimento das oscilações pode auxiliar

na determinação do regulador de velocidade padrão ou na seleção do gerador adequado para uma determinada configuração da rede. Este é um aspecto que deve ser analisado e que nunca é levado em consideração quando se agrega geração distribuída a um sistema de distribuição. Em níveis de tensão elevados, os reguladores de velocidade dos geradores reagem mais lentamente e, portanto inviabiliza tal controle [4]. O estudo de caso 1 deixa claro, também, que a instabilidade é um fenômeno do sistema, uma vez que a instabilidade do mesmo ocorreu devido ao aumento do número de geradores distribuídos no sistema de distribuição, alterando a configuração estável do mesmo.

No *estudo de caso 2*, foi feito um estudo em relação à alocação da geração distribuída (GD), cujo resultado mostra que através da alocação ótima das unidades de geração distribuída (UGD's) os benefícios obtidos com a GD são melhorados quando comparados aos benéficos obtidos para a alocação aleatória das UGD's. Dessa forma foi verificado, neste caso, que a alocação ótima de geradores distribuídos em uma rede de distribuição reduz as perdas ativas, melhora o perfil de tensão do sistema e aumenta o limite de estabilidade de tensão, podendo resultar em vários benefícios adicionais, tais como: liberação da capacidade de transmissão e distribuição de energia uma vez que reduz o carregamento das linhas e a exigência dos equipamentos; redução da necessidade de potência reativa; economia devido ao adiamento de investimentos em transformadores e cabos de maior capacidade; melhoria da confiabilidade dos serviços; minimização das perdas e maximização da capacidade de economia. Portanto a geração distribuída, além de ser uma alternativa à geração convencional de energia elétrica, pode melhorar substancialmente o desempenho técnico e econômico das redes de distribuição, sendo assim, esta prática deve ser incentivada.

Também foi verificado no estudo de caso 2, que é de suma importância o controle adequado do perfil de tensão da rede e do fator de potência das unidades geradoras. Portanto, vale ressaltar que a capacidade de geração da UGD influencia diretamente na alocação da mesma e nos benefícios proporcionados ao sistema. Além disso, verificou-se que para UGD's com reguladores automáticos de tensão (AVR) o limite de estabilidade de tensão do sistema é maior, o que justifica a aplicação do AVR que normalmente não é utilizado na geração descentralizada de energia elétrica.

Através do *estudo de caso 3*, foi verificado que a inserção das UGD's no sistema de distribuição teste, Figura 4.1, ocasionou alterações na magnitude e na direção da corrente de falta, assim como no sentido do fluxo de potência ativa em alguns trechos do sistema.

Fatalmente, estas alterações prejudicariam a coordenação da proteção do sistema, sendo necessário, portanto, refazer toda a coordenação e ajuste dos equipamentos de proteção quando uma nova barra de geração for inserida no sistema. Além disso, a alteração da corrente nominal da rede pode demandar o redimensionamento e conseqüente substituição dos equipamentos de distribuição em alguns circuitos ou trechos da rede.

A unidade geradora do produtor independente deve ser provida de equipamentos de controle e proteção que viabilizem a operação segura e eficaz do paralelismo obtido com a rede de distribuição [30]. Dessa forma, o produtor independente é responsável, por exemplo, por isolar seu equipamento de geração da rede quando na ocorrência de uma falha interna ou quando o mesmo estiver alimentando uma falta no sistema de distribuição [30]. É importante que a proteção do sistema esteja devidamente coordenada para prover proteção adequada.

Apesar de a geração distribuída reduzir o carregamento na subestação e adiar investimentos em novos equipamentos da rede de distribuição entre outros, conforme visto no estudo de caso 2, estes benefícios podem ser balanceados pelos seguintes itens:

- necessidade de investimentos em novos equipamentos de proteção devido ao fluxo de carga bidirecional;
- os equipamentos de proteção podem ter diferentes ajustes dependendo se a UGD está em operação ou não;
- potencial aumento do carregamento nos equipamentos existentes próximos a UGD, ou seja, a tendência da carga é aumentar nas proximidades da geração distribuída, podendo haver a necessidade de redimensionar e substituir alguns equipamentos de distribuição;
- aumento na complexidade de operação e controle do sistema.

É importante ressaltar que o fluxo de carga bidirecional não é um novo fenômeno para sistemas de energia em geral, mas representa uma mudança muito importante para os sistemas de distribuição, já que os mesmos são, tradicionalmente, projetados assumindo que o fluxo de carga é unidirecional. Dessa forma, esquemas inteligentes de proteção terão que ser aplicados e coordenados para enxergar toda a rede de distribuição, o que demandará investimentos altíssimos. Portanto, apesar da geração distribuída ser uma prática muito atrativa, a mesma deve exigir muito investimento por parte das concessionárias.

Dessa forma, os impactos da geração distribuída na operação de sistemas de distribuição analisados neste trabalho colocam em discussão uma série de questões relevantes ao controle do sistema. Em resumo, devido às necessidades de controle resultante dos

impactos causados pela geração distribuída no sistema, um sistema de gerenciamento da rede de distribuição pode ser fundamental para [4]:

- Detectar uma falta no sistema e, então, reconfigurar o mesmo para melhor utilizar a geração distribuída disponível, ou desconectá-la caso seja necessário;
- Detectar uma falha na geração distribuída ou condições fora de limites de operação, e desconectar a unidade;
- Controlar a geração distribuída para não exceder limites de potência ou limites de equipamentos da rede de distribuição;
- Controlar a geração distribuída para o perfil de tensão recomendado;
- Monitorar todas as unidades e registrar os dados.

Assim, será possível efetuar o controle remoto das UGD's e usufruir dos benefícios proporcionados pelas mesmas como, por exemplo, adiar ou eliminar investimentos na atualização dos equipamentos da rede de distribuição. Portanto, esquemas de controle e proteção mais caros e eficientes poderão ser necessários nas redes de distribuição, assim como ocorre em redes de alta tensão.

A geração distribuída, devido ao cenário atual do setor energético e às questões ambientais, é uma prática que tende a aumentar cada vez mais nos sistemas de distribuição. Portanto, é importante que pesquisas técnicas e científicas sejam desenvolvidas na área com o objetivo de obter respostas e soluções aos problemas que podem ser desencadeados nos sistemas elétricos devido à geração distribuída. Dessa forma, as considerações feitas nesse trabalho, além de contribuir para o desenvolvimento técnico da geração descentralizada de energia elétrica, também pode incentivar futuras pesquisas, tais como:

- Neste trabalho, foram analisadas oscilações de modo local. No entanto, um estudo em torno de possíveis oscilações de modo inter área entre o sistema de subtransmissão e a rede de distribuição pode ser pertinente. Oscilações eletromecânicas de modo inter área fracamente amortecidas são típicos efeitos indesejáveis decorrentes da expansão dos sistemas elétricos modernos, ou seja, sistemas interligados e estressados [9]. Neste caso, a geração distribuída poderia ser aplicada na tentativa de amortecer tais oscilações, já que a mesma alivia o carregamento dos sistemas de subtransmissão;
- Estudar a estabilidade de tensão para pequenas perturbações em um sistema de distribuição quando na presença de geração distribuída;

-
- Inserir no sistema de distribuição diferentes tecnologias de geração distribuída, tais como: hidráulica, eólica, solar e células a combustível, e, então, comparar os impactos causados pelas mesmas no sistema;
 - Analisar a viabilidade técnica e econômica da aplicação de dispositivo do tipo FACTS em redes de distribuição no amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência;
 - Analisar a viabilidade técnica dos diferentes métodos, propostos na literatura, para alocação de geração distribuída em sistemas de distribuição, e/ou desenvolver novos métodos, já que a melhor técnica para se fazer isso é praticamente uma incógnita atualmente;
 - Fazer pesquisas técnicas e econômicas em torno da aplicação de sistemas de proteção inteligentes (automação e controle) em sistemas de distribuição com geração distribuída, objetivando o controle remoto do sistema como um todo e, conseqüentemente, prover proteção adequada ao sistema e aperfeiçoar os benefícios proporcionados pela geração distribuída;
 - Investigar os impactos causados no sistema, de um modo geral, quando na ocorrência de grandes contingências como, por exemplo, a perda repentina de uma unidade de geração distribuída;
 - Desenvolvimento de estudos para controle automático da tensão de forma a minimizar o trânsito de potência reativa e as perdas no sistema, e proporcionar um nível de tensão adequado ao longo de todo o sistema de distribuição rural.
-

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MILANO, F. “*Documentation for PSAT - Power System Analysis Toolbox*”, version 2.0.0, February 14, 2008.
- [2] KUNDUR, P. “*Power System Stability and Control*”, EPRI, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994.
- [3] ANDERSON, P.M.; FOUAD, A.A. “*Power System Control and Stability*”, The Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977.
- [4] CARDELL, J. “*Integrating small scale distributed generation into a deregulated Market: Control strategies and price feedback*”. Energy Laboratory, Massachusetts Institute of Technology, May 12, 1998.
- [5] FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M.; FRANÇA, A. M.; SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F. da. “*Análise Comparativa Entre Geradores Síncronos e Geradores de Indução com Rotor Tipo Gaiola de Esquilo para Aplicação em Geração Distribuída*”, Revista Controle & Automação/Vol.16 no.3/Julho, Agosto e Setembro 2005.
- [6] PAL, M. K. “*Power System Stability*”, Lecture Notes, M K Pal Consulting, Dayton, New Jersey, USA, [200-?].
- [7] KUNDUR, P. et al. “*Definition and Classification of Power System Stability*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, Nº 2, May 2004, p. 1387 – 1401.
- [8] DEMELLO, F. P.; CONCORDIA, C. “*Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, Nº 4, April 1969, p. 316- 329.

-
- [9] DOMINGUES, A. F. “*Um Modelo de Espaço de Estados com Representação de Segunda Ordem Para a Análise das Oscilações de Modo Interárea em Sistemas de Energia Elétrica*”. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas e Controle de Energia, São Paulo, Março de 2005.
- [10] MAGALHÃES, A. da S. “*Aplicação do Transformador Defasador para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas de Baixa Frequência em Sistemas de Energia Elétrica*”. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas e Controle de Energia, São Paulo, Dezembro de 2006.
- [11] CAI, L. J.; ERLICH, I. “*Simultaneous Coordinated Tuning of PSS and FACTS Controller for Damping Power System Oscillations in Multi-machine Systems*”, IEEE Power Tech Conference Proceedings, vol. 2, p. 136-141, 2003.
- [12] AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. “*The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, February 1992.
- [13] FRANCISCO, G. de S. “*Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão*”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Sistemas Elétricos de Potência, Itajubá, Outubro de 2005.
- [14] GARBELINI, E. “*Fluxo de Carga Continuado Utilizando Estratégia de Parametrização Geométrica Baseada em Parâmetros Físicos*”, Revista Controle & Automação/Vol.17 no.3/Julho, Agosto e Setembro 2006.
- [15] TAYLOR, C.W. “*Power System Voltage Stability*”, EPRI, Power System Engineering Series, McGraw-Hill, 1994.
- [16] CAÑIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L.; DEMARCO, C. L.; DOBSON, I.; LONG, W. F. “*Point of Collapse Methods Applied to AC/DC Power Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 1992, Vol. 7, No. 2, p. 673-683.
-

-
- [17] CHIANG, H. D.; FLUECK, A.; SHAH, K. S.; BALU, N. “*CPFLOW: A Practical Tool for Tracing Power System Steady State Stationary Behavior Due to Load and Generation Variations*”, IEEE Transactions on Power Systems, 1995, Vol.10, No. 2, p. 623 - 634.
- [18] IBA, K.; SUZUKI, H.; EGAWA, M.; WATANABE, T. “*Calculation of Critical Loading Condition with Nose Curve Using Homotopy Continuation Method*”, IEEE Transactions on Power Systems, May 1991, Vol.6, N° 2, p. 584 – 593.
- [19] MONTICELLI, A. J. “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”. Blucher Ltda, São Paulo, 1º ed. Edgard, 1983.
- [20] NETO, A. B.; ALVES, D.A. “*An Efficient Geometric Parametrization Technique for the Continuation Power Flow through the Tangent Predictor*”, TEMA Tend. Mat. Apl. Comput., 9, No. 2 (2008), p. 185-194.
- [21] WSCC-Reactive Power Reserve Work Group (RRWG). “*Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology*”, 1998.
- [22] ALVES, D. A.; DA SILVA, L. C. P.; CASTRO, C. A.; DA COSTA, V. F. “Continuation Method Parameterized by Power Losses”, School of Electrical and Computer Engineering, State University of Campinas (UNICAMP), Brazil, 2000.
- [23] CAÑIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. “*Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993.
- [24] ALVES, D. A. “*Obtenção do Ponto de Máximo Carregamento em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Novas Técnicas de Parametrização para o Método de Continuação*”. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas e Controle de Energia, Campinas, 30 de Junho de 2000.
-

-
- [25] HEDAYATI, H.; NABAVINIAKI, S. A.; AKBARIMAJD, A. “*A New Method for Placement of DG Units in Distribution Networks*”, PSCE, 2006.
- [26] GUIMARÃES, G. C. “*Curso de Dinâmica de Sistemas Elétricos*”. Notas de Aula, Parte I, Modelagem de uma Máquina Síncrona e Seus Controles para Estudos de Estabilidade Transitória, Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2007.
- [27] ELETROBRÁS. “*Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas*”. Ministério das Minas e Energia, Janeiro, 2000.
- [28] IJUMBA, N. M.; WEKESAH, C. W. “Application Potential of Solar and Mini – Hydro Energy Sources in Rural Electrification”, IEEE, 1996.
- [29] BERMANN, C. “Impasses e Controvérsias da Hidreletricidade”, Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP. Departamento de Energia, Sociedade e Meio Ambiente, USP, 2008.
- [30] LONG ISLAND POWER AUTHORITY. “*Interconnection Guide for Independent Power Producers*”. State of New York, USA, [200-?].
- [31] CAMPANA, S.; FILHO, D. O.; SOARES, A. A.; OLIVEIRA, R. A. “*Estudo Comparativo de Métodos para Estimativa do Carregamento e Rendimento de Motores Elétricos para Auditoria Energética*”, Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental, v.4, n.2, p. 241-246, 2000, Campina Grande, PB, DEAg/UFPB.
- [32] SOUZA, R. M. “Modelamento Matemático, Dinâmico, Térmico e Elétrico de Motores de Indução”. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Sistemas e Controle de Energia. Janeiro, 1996.
-

-
- [33] GUIMARÃES, G. C. “*Curso de Dinâmica de Sistemas Elétricos*”. Notas de Aula, Parte II, Modelagem de um Sistema Elétrico para Estudo de Estabilidade e Rejeição de Carga, Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2007.
- [34] BEHNKE, R.P.; CERDA, J.L.; VARGAS, L.S.; JOFRE, A. “*A Distribution Company Energy Acquisition Market Model with Integration of Distributed Generation and Load Curtailment Options*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, p. 1718 –1727, Nov. 2005.
- [35] BEROMI, Y. A.; SEDIGHIZADEH, M.; BAYAT, M. R.; KHODAYAR, M. E.; “*Using Genetic Algorithm for Distributed Generation Allocation to Reduce Losses and Improve Voltage Profile*”, UPEC, 2007, p. 954 – 959.
- [36] RAV, SM.; NARAYAN, S.; YIHHEUI, M. W. “*Optimum location of Resources in Distributed Planning*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.9.Nº 4, p. 2014-2020. November 1994.
- [37] GRIFFIN, T.; TOMSOVIC, K.; SECREST, D.; LOW, A. “*Placement of Dispersed Generations Systems for Reduced Losses*”, System Sciences, 2000 IEEE, Proceeding of the 33rd Annual Hawaii International Conference on 2000 IEEE, p.1446-1454.
- [38] CELLI, G.; PILO, F. “*Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks*”, 22nd IEEE PES Intl. Conference on Power Industry, 2001. p. 81- 86.
- [39] SHEIDAEI, F.; SHADKAM, M.; ZAREI, M. “*Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems Employing Ant Colony to Reduce Losses*”. Iran, [200-?].
- [40] LE, A. D. T.; KASHEM, M.A.; NEGNEVITSKY, M.; LEDWICH, G. “*Optimal Distributed Generation Parameters for Reducing Losses with Economic Consideration*”, IEEE, 2007.
-

-
- [41] GANDOMKAR, M.; VAKILIAN, M; EHSAN, M. “*Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Network Using Hereford Ranch Algorithm*”, Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2005, Nanjing, p. 916 – 918, Vol. 2.
- [42] PROMMEE, W.; ONGSAKUL, W. “*Optimal Multi-Distributed Generation Placement by Adaptive Weight Particle Swarm Optimization*”, International Conference on Control, Automation and Systems 2008, October, 2008 in COEX, Seoul, Korea, p. 1663 – 1668.
- [43] RESENDE, J. W. “*Curso de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*”. Notas de Aula, Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica, 2006.
- [44] DOYLE, M. T. “*Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection*”, IEEE, 2002, p. 103 – 105.
- [45] GIRGIS, A.; BRAHMA, S. “*Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System*”, IEEE, 2001, p. 115 – 119.
- [46] KUMPULAINEN, L. K.; KAUHANIEMI, K. T. “*Analysis of the Impact of Distributed Generation on Automatic Reclosing*”, IEEE, 2004.
- [47] ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. “*What is Distributed Generation?*”, Royal Institute of Technology, Department of Electric Power Engineering, Sweden, [200-?].
- [48] DALY, P. A.; MORRISON, J. “*Understanding the Potential Benefits of Distributed Generation on Power Delivery Systems*”, Rural Electric Power Conference, 2001, p. A2/1 - A213.
- [49] BEGOVIC, M. “*Sustainable Energy Technologies and Distributed Generation*”, School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology. IEEE, 2001.
-

-
- [50] MORREN, J.; HAAN, S. W. H.; FERREIRA, J. A. “*Contribution of DG Units to Primary Frequency Control*”, International Conference on Future Power Systems, 2005, Amsterdam, p. 1 – 6.
- [51] ENERGY CENTER OF WISCONSIN. “*Fuel Cells for Distributed Generation*”, Report, A Technology and Marketing Summary, March 2000.
- [52] CANEVER, D.; DUDGEON, G. J. W.; MASSUCCO, S.; MC DONALD, J. R.; SILVESTRO, F. “*Model Validation and Coordinated Operation of a Photovoltaic Array and a Diesel Power Plant for Distributed Generation*”, IEEE, 2001, P. 626 – 631.
- [53] CARPINELLI, G.; CELLI, G.; PILO, F.; RUSSO, A. “*Distributed Generation Siting and Sizing under Uncertainty*”, Porto Power Tech Conference, September, Porto, Portugal, 2001
- [54] DUGAN, R. C.; PRICE, S. K. “*Issues for Distributed Generation in the US*”, IEEE, 2002.
- [55] LITTLE, A. D. “*Reliability and Distributed Generation*”. White Paper, 2000.
- [56] LITTLE, A. D. “*Distributed Generation: Understanding the Economics*”, White Paper, 1999.
- [57] BRASÍLIA. Lei Nº 9.648, de 27 de Maio de 1998. Publicado no D.O. de 28.05.1998, seção 1, p. 01.
- [58] BRASÍLIA. Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Publicado no D.O. de 30.07.2004, seção 1, p. 1, v. 141, n. 146-A.
- [59] BRASÍLIA. Lei Nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Publicado no D.O. de 29.04.2002, seção 1, p. 1, v. 139, n. 81-A.
-

ANEXO A

AUTOVALORES, AUTOVETORES E MATRIZES MODAIS

A.1 - AUTOVALORES

Os autovalores da matriz $\mathbf{A}$ são dados pelos valores do parâmetro escalar λ para o qual devem existir soluções não triviais que resolvam a equação

$$\mathbf{A}\mathbf{v} = \lambda\mathbf{v} \quad (\text{A.1})$$

onde

$\mathbf{A}$ é uma matriz $n \times n$ (real para um sistema físico tal como um sistema de energia);

$\mathbf{v}$ é um vetor $n \times 1$.

Para encontrar os autovalores, a equação A.1 pode ser escrita na forma

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\mathbf{v} = 0 \quad (\text{A.2})$$

onde

$\mathbf{v} = 0$ é sempre uma solução, chamada de trivial, e

$\mathbf{I}$ é matriz identidade.

Para que a equação A.2 tenha solução além da trivial é necessário que o determinante da matriz dos coeficientes seja zero, ou seja,

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (\text{A.3})$$

O desenvolvimento do determinante resulta em um polinômio característico de grau n . As n soluções de $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ são os autovalores de $\mathbf{A}$.

Os autovalores podem ser reais ou complexos. Se $\mathbf{A}$ é real, então, autovalores complexos sempre ocorrem em pares conjugados. Além disso, uma matriz e sua transposta têm os mesmos autovalores [2].

A.2 - AUTOVETORES

Para qualquer autovalor λ_i , o vetor coluna $\mathbf{v}_i$ que satisfaz a equação A.1 é chamado de autovetor à direita de $\mathbf{A}$ associado com o autovalor λ_i . Portanto, se tem que

$$\mathbf{A}\mathbf{v}_i = \lambda_i \mathbf{v}_i \quad \text{com} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{A.4})$$

O autovetor $\mathbf{v}_i$ tem a forma

$$\mathbf{v}_i = \begin{bmatrix} v_{1i} \\ v_{2i} \\ \vdots \\ v_{ni} \end{bmatrix}$$

Similarmente, o vetor linha $\mathbf{w}_i$ que satisfaz

$$\mathbf{w}_i \mathbf{A} = \lambda_i \mathbf{w}_i \quad \text{com} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{A.5})$$

é chamado de autovetor à esquerda de $\mathbf{A}$ associado com o autovalor λ_i . O autovetor $\mathbf{w}_i$ tem a forma

$$\mathbf{w}_i = [w_{1i} \ w_{2i} \ \dots \ w_{ni}]$$

Os autovetores à direita e à esquerda de $\mathbf{A}$ que correspondem a autovalores diferentes são ortogonais. Ou seja, se λ_i não for igual a λ_j ,

$$\mathbf{w}_j \mathbf{v}_i = 0 \quad (\text{A.6})$$

No entanto, no caso de autovetores correspondentes ao mesmo autovalor,

$$\mathbf{w}_i \mathbf{v}_i = C_i \quad (\text{A.7})$$

Onde C_i é uma constante diferente de zero [2].

É comum a prática de normalizar estes vetores para que

$$\mathbf{w}_i \mathbf{v}_i = 1 \quad (\text{A.8})$$

A.3 - MATRIZES MODAIS

A fim de expressar as propriedades dos autovalores é conveniente introduzir as seguintes matrizes modais [2]:

$$\mathbf{V} = [\mathbf{v}_1 \quad \mathbf{v}_2 \quad \cdots \quad \mathbf{v}_n] \quad (\text{A.9})$$

$$\mathbf{W} = [\mathbf{w}_1^T \quad \mathbf{w}_2^T \quad \cdots \quad \mathbf{w}_n^T]^T \quad (\text{A.10})$$

$$\mathbf{\Lambda} = \text{Matriz diagonal, com os autovalores } \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n \text{ como elementos da diagonal.} \quad (\text{A.11})$$

Cada uma das matrizes acima é $n \times n$. Em função dessas matrizes, a equação A.4 é dada da seguinte forma:

$$\mathbf{A}\mathbf{V} = \mathbf{V}\mathbf{\Lambda} \quad (\text{A.12})$$

$$\mathbf{W}\mathbf{V} = \mathbf{I}; \quad \mathbf{W} = \mathbf{V}^{-1} \quad (\text{A.13})$$

Da equação (A.12)

$$\mathbf{V}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{V} = \mathbf{\Lambda} \quad (\text{A.14})$$

ANEXO B

DADOS DO SISTEMA TESTE

B.1 - DADOS DAS BARRAS E DOS RAMOS

Tabela B.1 – Dados das Barras e dos Ramos.

Barra		Impedância do ramo		Carga na barra j ($\cos \varphi = 0,92$)
i	j	$r_{ij} [\Omega]$	$x_{ij} [\Omega]$	P [kW]
2	3	0,2191	0,0118	261
3	4	0,3485	0,3446	-
4	5	1,0960	0,8634	468
5	6	-	-	-
6	7	0,5530	0,4806	-
7	8	1,6625	0,9365	-
8	9	1,3506	0,7608	-
9	10	-	-	-
10	11	1,3506	0,7608	-
11	12	0,4752	0,4131	189
12	13	1,3259	0,7469	-
13	14	3,9709	2,2369	500
14	15	1,8549	1,0449	328,5
15	16	0,7557	0,4257	306,23
16	17	1,5389	0,8669	364,5
2	18	1,4659	0,8129	441
18	19	1,6351	0,9211	736
19	20	1,1143	0,6277	460
6	21	1,6922	1,1115	261
21	22	0,3432	0,3393	958,5
22	23	0,5728	0,4979	470
23	24	1,4602	1,2692	558

Continuação Tabela B.1.

Barra		Impedância do ramo		Carga na barra j ($\cos \varphi = 0,92$)
i	j	$r_{ij} [\Omega]$	$x_{ij} [\Omega]$	P [kW]
24	25	1,0627	0,9237	274,5
25	26	1,5114	0,8514	396
8	27	0,6048	0,5257	179
8	28	0,4838	0,4206	216
28	29	1,5898	1,3818	336
29	30	1,5389	0,8669	247,5
11	31	1,7268	1,3263	238,5
31	32	0,7282	0,4102	274,5
32	33	1,3053	0,7353	736
Tensão Nominal = 13,8 kV				

B.2 - DADOS DOS TRANSFORMADORES

Tabela B.2 – Dados dos transformadores.

Transformador	MVA _{BASE}	kV _{BASE}	V ₁ /V ₂ [kV/kV]	r [p.u.]	x [p.u.]
Subtransmissão	12,0	138	138/13,8	0,01	0,03
Elevador 1	8,0	13,8	-	0,01	0,04
Elevador 2	3,5	13,8	-	0,01	0,045
UGD's	2,1	2,2	2,2/13,8	0,01	0,05

B.3 - DADOS DOS GERADORES

Tabela B.3 – Dados dos geradores.

MVA _{BASE}	kV _{BASE}	T'_{d0} [s]	T'_{q0} [s]	x_d [p.u.]	x'_d [p.u.]	x_q [p.u.]	x'_q [p.u.]	H [s]	D	$S_{1.0}^*$	$S_{1.2}^{**}$
2,0	2,2	4,20	0,80	0,911	0,408	0,580	0,580	1,5	2,0	0,05	0,1

* Coeficiente de saturação do gerador em 1,0 p.u. de tensão.

** Coeficiente de saturação do gerador em 1,2 p.u. de tensão.

B.4 - DADOS DOS REGULADORES DE VELOCIDADE

Tabela B.4 – Dados dos reguladores de velocidade.

R [p.u.]	$T_{\max}$ [p.u.]	$T_{\min}$ [p.u.]	T_s [s]	T_c [s]	T_3 [s]	T_4 [s]	T_5 [s]
0,05	5	0	0,1	0,13	0	-1,158	0,579

Valores em *p.u.* estão referidos aos valores nominais dos geradores.

B.5 – DADOS DOS REGULADORES DE TENSÃO

Tabela B.5 – Dados dos reguladores de tensão.

$v_{r\max}$ [p.u.]	$v_{r\min}$ [p.u.]	K_a [p.u./p.u.]	T_a [s]	K_f [p.u./p.u.]	T_f [s]	T_e [s]	T_r [s]	A_e	B_e
5	-5	20	0,02	0,001	1	2,019	0,001	0,0017	1,7412

Valores em *p.u.* estão referidos aos valores nominais dos geradores.

B.6 – DADOS DO PSS

Tabela B.6 – Dados do PSS.

$v_{S\max}$ [p.u.]	$v_{S\min}$ [p.u.]	K_w [p.u./p.u.]	T_w [s]	T_1 [s]	T_2 [s]	T_3 [s]	T_4 [s]
0,1	-0,1	*	1,5	0,4	0,02	0,4	0,02

Valores em *p.u.* estão referidos aos valores nominais dos geradores.

* $K_w = 15 \text{ p.u./p.u.}$ para as UGD's 1 e 3, e $K_w = 10 \text{ p.u./p.u.}$ para a UGD 2.

ANEXO C

GERADOR SÍNCRONO DE QUARTA ORDEM

A máquina síncrona, representada pelo modelo de Park-Concórdia, tem seu esquema mostrado na Figura C.1 [1].

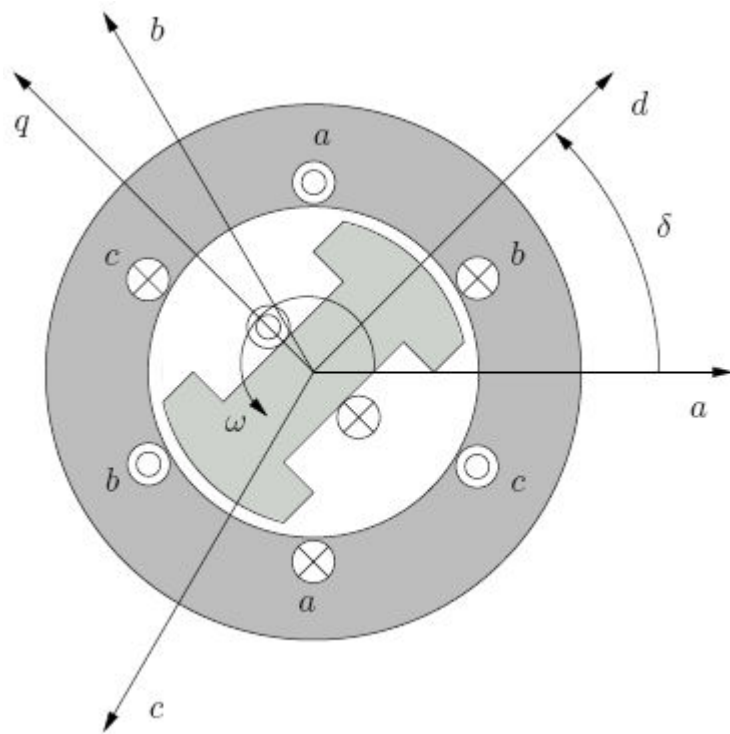


Figura C.1 – Esquema da máquina síncrona.

Para uma modelagem de quarta ordem, as variáveis de estado que representam o modelo são o ângulo do rotor (δ), a velocidade do rotor (ω), a tensão transitória de eixo em quadratura (e'_q) e a tensão transitória de eixo direto (e'_d). As equações diferenciais que descrevem o comportamento deste modelo são dadas por:

$$\dot{\delta} = \Omega_b(\omega - 1) \quad (C.1)$$

$$\dot{\omega} = (p_m - p_e - D(\omega - 1))/2H \quad (C.2)$$

$$\dot{e}'_q = (-f_s(e'_q) - (x_d - x'_d)i_d + v_f)/T'_{d0} \quad (C.3)$$

$$\dot{e}'_d = (-e'_d + (x_q - x'_q)i_q)/T'_{q0} \quad (C.4)$$

Onde a potência elétrica p_e é definida como:

$$p_e = (v_q + r_a i_q)i_q + (v_d + r_a i_d)i_d \quad (C.5)$$

E as relações entre tensão e corrente são dadas por:

$$0 = v_q + r_a i_q - e'_q + (x'_d - x_l)i_d \quad (C.6)$$

$$0 = v_d + r_a i_d - e'_d - (x'_q - x_l)i_q \quad (C.7)$$

Onde:

δ = ângulo do rotor em relação ao campo girante de referência ou ângulo de torque [rad];

Ω_b = velocidade angular base [rad/seg.];

ω = velocidade angular do campo girante de referência ($2\pi f$) ou velocidade síncrona [p.u.];

p_m = potência mecânica [p.u.];

p_e = potência elétrica [p.u.];

D = coeficiente de amortecimento;

H = constante de inércia [segundos];

r_a = resistência da armadura [p.u.];

v_d, i_d = tensão e corrente de eixo direto [p.u.];

v_q, i_q = tensão e corrente de eixo em quadratura [p.u.];

v_f = tensão de campo [p.u.];

e'_q, e'_d = tensões transitórias de eixo em quadratura e de eixo direto, respectivamente [p.u.];

T'_{q0}, T'_{d0} = constantes de tempo transitórias de eixo em quadratura e de eixo direto, respectivamente, para circuito aberto [segundo];

x_q, x_d = reatâncias síncronas de eixo em quadratura e de eixo direto, respectivamente [p.u.];

x'_q, x'_d = reatâncias transitórias de eixo em quadratura e de eixo direto, respectivamente [p.u.];

x_l = reatância de dispersão [p.u.].

ANEXO D

CONTROLES

D.1 - REGULADOR DE VELOCIDADE DA TURBINA

Os reguladores de velocidade definem a regulação primária da frequência das máquinas síncronas. Em outras palavras, este mecanismo de regulação automática de velocidade atua no sentido de elevar ou reduzir a potência do grupo de geração (gerador-máquina primária), quando sua velocidade (ou frequência) se afasta da velocidade de referência.

A Figura D.1 mostra o modelo do regulador de velocidade empregado na simulação das UGD's [1].

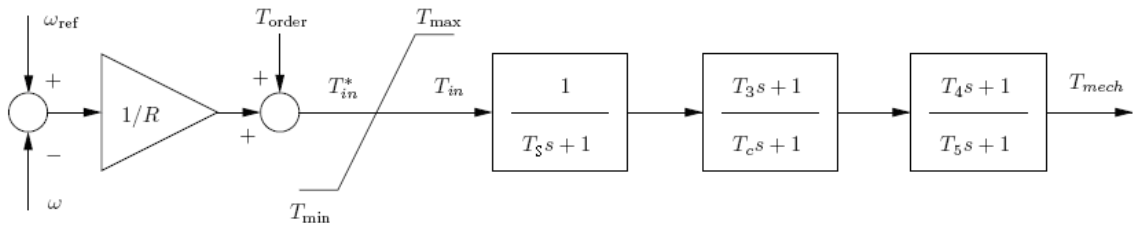


Figura D.1 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina.

O equacionamento do modelo é descrito a seguir:

$$T_{in}^* = T_{order} + \frac{1}{R} (\omega_{ref} - \omega) \quad (D.1)$$

$$T_{in} = \begin{cases} T_{in}^* & \text{if } T_{min} \leq T_{in}^* \leq T_{max} \\ T_{max} & \text{if } T_{in}^* > T_{max} \\ T_{min} & \text{if } T_{in}^* < T_{min} \end{cases} \quad (D.2)$$

$$\dot{t}_{g1} = (T_{in} - t_{g1}) / T_s \quad (D.3)$$

$$\dot{t}_{g2} = \left(\left(1 - \frac{T_3}{T_C} \right) t_{g1} - t_{g2} \right) / T_C \quad (\text{D.4})$$

$$\dot{t}_{g3} = \left(\left(1 - \frac{T_4}{T_5} \right) \left(t_{g2} + \frac{T_3}{T_C} t_{g1} \right) - t_{g3} \right) / T_5 \quad (\text{D.5})$$

$$T_{mech} = t_{g3} + \frac{T_4}{T_5} \left(t_{g2} + \frac{T_3}{T_C} t_{g1} \right) \quad (\text{D.6})$$

Onde:

T_{in}^* - torque de entrada [p.u.];

T_{order} - torque especificado [p.u.];

R - droop ou regulação de regime permanente [p.u.];

$1/R$ - ganho;

ω_{ref} - velocidade de referência [p.u.];

ω - velocidade da turbina [p.u.];

T_{in} - torque de entrada do regulador [p.u.];

T_{max} - máximo torque de saída da turbina [p.u.];

T_{min} - mínimo torque de saída da turbina [p.u.];

t_{g1}, t_{g2}, t_{g3} - variáveis de estado;

T_S - Constante de tempo do regulador [segundos];

T_C - constante de tempo da comporta hidráulica [segundos];

T_3 - Constante de tempo de ganho transitório [segundos];

T_4 - é dado por FT_5 , onde F vale -2 para as turbinas hidráulicas [segundos];

T_5 - metade da constante de tempo de partida da água [segundos];

T_{mech} - torque mecânico fornecido ao gerador [p.u.].

D.2 - REGULADOR AUTOMÁTICO DE TENSÃO

O regulador automático de tensão (AVR) define a regulação primária da tensão nos terminais do gerador síncrono, sendo que o mesmo atua na excitação da máquina. O modelo de AVR aplicado neste trabalho é o modelo 1 do IEEE, cujo diagrama de blocos é mostrado na figura D.2 [1].

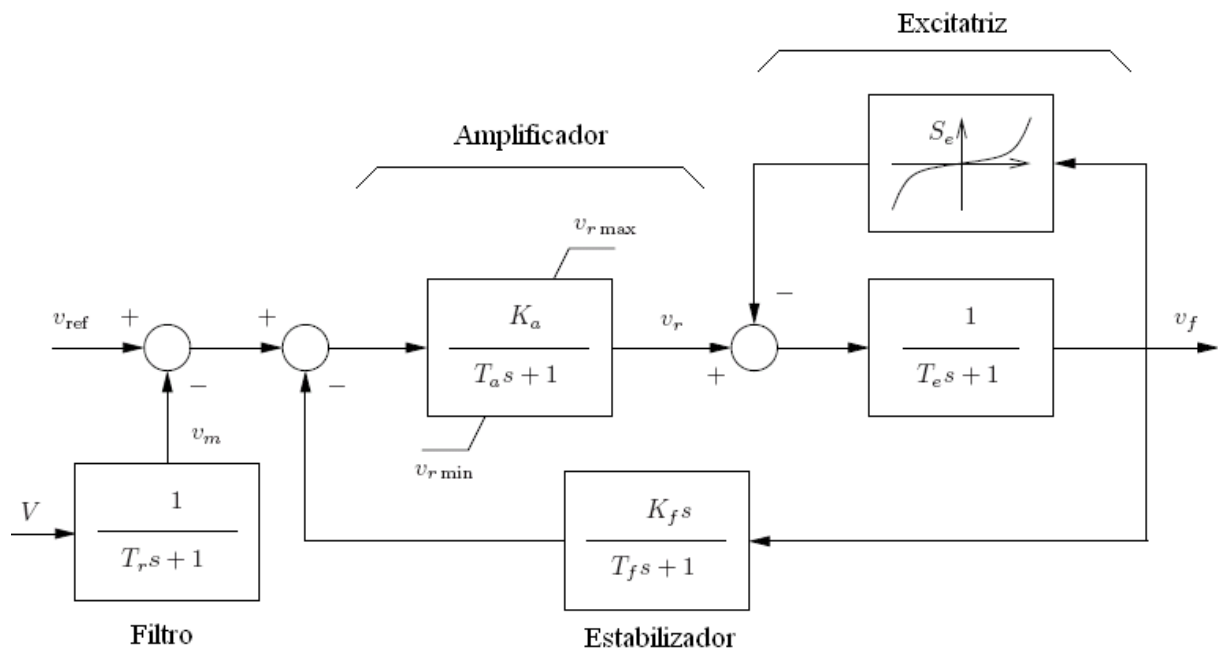


Figura D.2 – Diagrama de blocos do regulador automático de tensão.

O AVR mostrado na figura acima é descrito pelas seguintes equações:

$$\dot{v}_m = (V - v_m) / T_r \quad (D.7)$$

$$\dot{v}_{r1} = (K_a(v_{ref} - v_m - v_{r2} - \frac{K_f}{T_f} v_f) - v_{r1}) / T_a \quad (D.8)$$

$$v_r = \begin{cases} v_{r1} & se \quad v_{rmin} \leq v_{r1} \leq v_{rmax}; \\ v_{rmax} & se \quad v_{r1} > v_{rmax}; \\ v_{rmin} & se \quad v_{r1} < v_{rmin}. \end{cases} \quad (D.9)$$

$$\dot{v}_{r2} = -\left(\frac{K_f}{T_f} v_f + v_{r2}\right) / T_f \quad (\text{D.10})$$

$$\dot{v}_f = -(v_f(1 + S_e(v_f)) - v_r) / T_e \quad (\text{D.11})$$

Sendo que a função de saturação do excitador (S_e) é dada por:

$$S_e(v_f) = A_e(e^{B_e|v_f|} - 1) \quad (\text{D.12})$$

Onde:

V = sinal de entrada [p.u.];

v_m = tensão medida ou filtrada [p.u.];

v_{ref} = tensão de referência [p.u.];

v_r = tensão do regulador [p.u.];

$v_{r\max}$ = tensão máxima do regulador [p.u.];

$v_{r\min}$ = tensão mínima do regulador [p.u.];

v_{r1}, v_{r2} = variáveis de estado [p.u.];

K_a = ganho do amplificador [p.u./p.u.];

T_a = constante de tempo do amplificador [segundos];

K_f = ganho do estabilizador [p.u./p.u.];

T_f = constante de tempo do estabilizador [segundos];

T_e = constante de tempo do circuito de campo [segundos];

T_r = constante de tempo do filtro de entrada do regulador [segundos];

A_e = primeiro coeficiente de saturação;

B_e = segundo coeficiente de saturação.

D.3 – ESTABILIZADOR DE SISTEMA DE POTÊNCIA

O estabilizador de sistema de potência (PSS) é tipicamente usado para amortecer oscilações do sistema de potência. O PSS é conectado ao gerador através do regulador automático de tensão (AVR). O sinal de saída do PSS é a variável de estado v_s , a qual modifica a tensão de referência v_{ref} do AVR. O diagrama de blocos do PSS aplicado neste trabalho é mostrado na Figura D.3 [1].

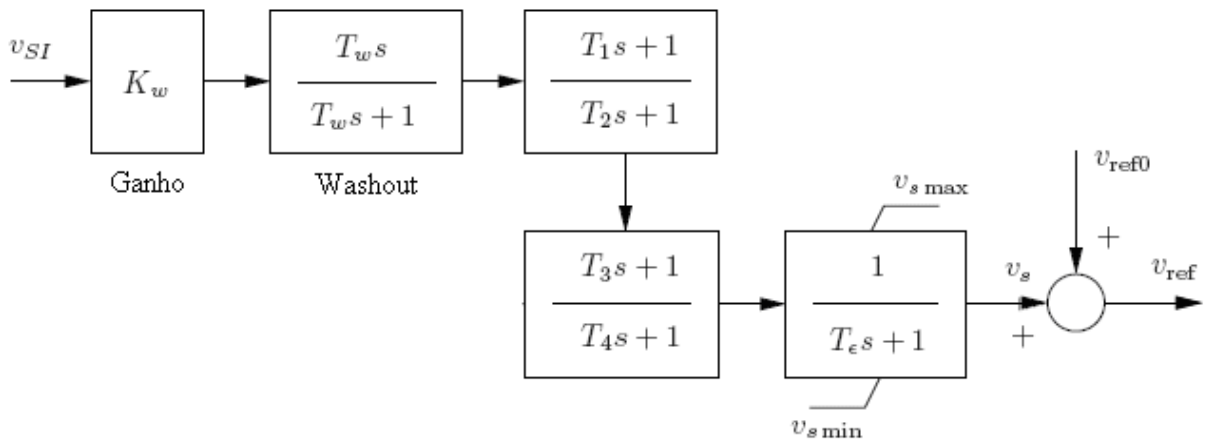


Figura D.3 – Diagrama de blocos do estabilizador de sistema de potência.

O modelo do PSS apresentado na figura acima é descrito pelas seguintes equações diferenciais:

$$\dot{v}_1 = -(K_w v_{SI} + v_1) / T_w \quad (D.13)$$

$$\dot{v}_2 = ((1 - \frac{T_1}{T_2})(K_w v_{SI} + v_1) - v_2) / T_2 \quad (D.14)$$

$$\dot{v}_3 = ((1 - \frac{T_3}{T_4})(v_2 + (\frac{T_1}{T_2}(K_w v_{SI} + v_1))) - v_3) / T_4 \quad (D.15)$$

$$\dot{v}_s = (v_3 + \frac{T_3}{T_4}(v_2 + \frac{T_1}{T_2}(K_w v_{SI} + v_1)) - v_s) / T_E \quad (D.16)$$

Onde:

v_{SI} = sinal de entrada do PSS, que pode ser a velocidade do rotor, a potência ativa ou a magnitude da tensão do gerador ao qual o PSS está conectado através do AVR. Neste trabalho, o sinal de entrada do PSS é a velocidade do rotor.

v_S = sinal de saída do estabilizador, sujeito às ações de um limitador [p.u.];

T_E = pequena constante de tempo que define a dinâmica do limitador [$T_E = 0,001$ segundo];

$v_{S\max}$ = máximo sinal de saída do estabilizador [p.u.];

$v_{S\min}$ = mínimo sinal de saída do estabilizador [p.u.];

K_W = ganho do estabilizador [p.u./p.u.];

T_W = constante de tempo washout [segundos];

T_1, T_2, T_3, T_4 = primeira, segunda, terceira e quarta constantes de tempo do estabilizador, respectivamente [segundos];

v_1, v_2, v_3 = variáveis de estado do estabilizador [p.u.].

ANEXO E

TAXA DE AMORTECIMENTO E FREQUÊNCIA DE OSCILAÇÃO

A estabilidade a pequenos sinais é estudada em [8] para um único gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão. A análise de um sistema com esta configuração é de grande valia para se compreender os conceitos básicos relacionados aos modos de oscilação eletromecânicos, tais como taxa de amortecimento e frequência de oscilação. Dessa forma, considerando-se o modelo clássico do gerador síncrono ($\Delta E'_q = 0$) e a linearização das equações do sistema, o diagrama de blocos mostrado na Figura E.1 pode ser usado para descrever o desempenho de um sistema elétrico frente a pequenas perturbações [2].

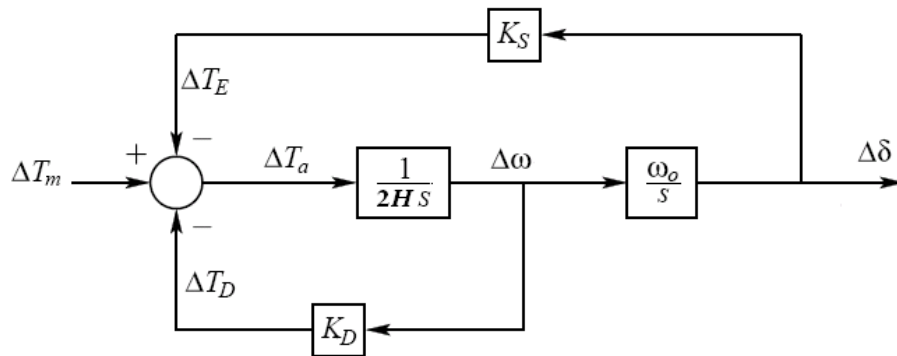


Figura E.1 - Diagrama de blocos da malha torque velocidade ângulo para o modelo clássico do gerador síncrono.

K_S - coeficiente de torque sincronizante [p.u.]

K_D - coeficiente de torque de amortecimento [p.u.]

H - constante de inércia [segundos]

$\Delta\omega$ - desvio de velocidade [p.u.]

$\Delta\delta$ - desvio do ângulo do rotor [rad]

s - operador de Laplace

ω_0 - velocidade nominal = $2\pi f_0 = 2\pi 60 = 377$ [rad/seg.]

A condição de equilíbrio dinâmico entre os torques é descrita pela seguinte equação de balanço:

$$\Delta T_a = \Delta T_m - \Delta T_E - \Delta T_D \quad (\text{E.1})$$

onde ΔT_a , ΔT_m , ΔT_E e ΔT_D são, respectivamente, as variações do torque acelerante, do torque mecânico, do torque elétrico e do torque de amortecimento (em p.u.).

A equação E.1 pode ser escrita como

$$s^2 \Delta \delta + s \frac{K_D}{2H} \Delta \delta + \frac{K_S \omega_0}{2H} \Delta \delta = \frac{\omega_0}{2H} \Delta T_m \quad (\text{E.2})$$

Dessa forma, a equação característica resultante do sistema é dada por

$$s^2 + \frac{K_D}{2H} s + \frac{K_S \omega_0}{2H} = 0 \quad (\text{E.3})$$

cuja forma geral é

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (\text{E.4})$$

na qual ω_n em [rad/seg.] e ζ são, respectivamente, a frequência natural de oscilação e a taxa de amortecimento, dadas por

$$\omega_n = \sqrt{K_S \frac{\omega_0}{2H}} \quad (\text{E.5})$$

$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{K_D}{\sqrt{K_S 2H \omega_0}} \quad (\text{E.6})$$

Para um sistema estável a pequenos distúrbios, as raízes ou autovalores da equação característica são dados da seguinte forma:

$$\lambda = -\sigma \pm j\omega_d = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1-\zeta^2} \quad (\text{E.7})$$

Onde σ é o fator de amortecimento e ω_d é a frequência de oscilação amortecida do modo eletromecânico $e^{\lambda t}$.
