Universidade Federal do Espírito Santo

Centro Tecnológico

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Dayane Corneau Broedel

Análise da Contribuição do Uso do Gerador Síncrono Virtual como Técnica de Controle em Sistemas Elétricos de Potência

Vitória

2017

Dayane Corneau Broedel

Análise da Contribuição do Uso do Gerador Síncrono Virtual como Técnica de Controle em Sistemas Elétricos de Potência

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Federal do Espírito Santo

Centro Tecnológico

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

Vitória

2017

Dayane Corneau Broedel

Análise da Contribuição do Uso do Gerador Síncrono Virtual como Técnica de Controle em Sistemas Elétricos de Potência/ Dayane Corneau Broedel. – Vitória, 2017-

73 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Espírito Santo
Centro Tecnológico
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

1. Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência. 2. Gerador Síncrono Virtual. 2. Palavra-chave I. Orientador. II. Universidade Federal do Espírito Santo III. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título

Dayane Corneau Broedel

Análise da Contribuição do Uso do Gerador Síncrono Virtual como Técnica de Controle em Sistemas Elétricos de Potência

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Trabalho aprovado. Vitória, 20 de dezembro de 2017:

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação
UFES - Orientador

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
UFES - Membro Interno

Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel
IFES - Membro Externo

Vitória
2017

Agradecimentos

Aos meus pais, Marlene e Jovelino, que me apoiam em qualquer decisão que eu tomo, sempre foram e sempre serão minha fonte de amor, carinho e aprendizados.

Aos meus tios, tias, avós e primos, por sempre acreditarem no meu potencial e por todas as conversas nos almoços de domingo, sempre cheias de humor e descontração.

Ao Diego, por ter sido (e ser) o companheiro que eu sempre quis: compreensivo, incentivador, divertido e amoroso. Você nunca aceitou que eu deixasse a "peteca cair"e fez o que fosse preciso para que eu continuasse o meu caminho.

Ao Prof. Lucas, por me orientar e compreender o meu jeito e meu ritmo de fazer as coisas. Por acreditar no meu trabalho e por todas as orientações e disponibilidade que possibilitaram a conclusão deste mestrado.

Aos meus colegas de laboratório (Arthur, Odair, Patrick, Netalianne, Sabrina, Weder), pelas informações, risadas e lanches compartilhados. Ao Carletti, especificamente, por ser o autor do trabalho no qual a minha pesquisa foi baseada, e por ter sanado as inúmeras dúvidas que surgiram no processo. Aos outros colegas de pós-graduação que também cruzaram o meu caminho pelo mestrado.

Ao PPGEE, pelo mestrado oferecido, e aos professores, pelas disciplinas ofertadas.

"Nada na vida deve ser temido, somente compreendido.
Agora é hora de compreender mais para temer menos."
(Marie Curie)

Resumo

Sistemas elétricos de potência devem fornecer energia elétrica em frequência e tensão sincronizados para serem considerados confiáveis. Sistemas de controle de tensão podem usar diferentes estratégias para que a mesma seja regulada, sendo que o método de compensação de potência reativa é uma das possíveis maneiras. Por outro lado, o controle de frequência é tradicionalmente obtido por regulação de operações de máquinas síncronas em larga escala. Entretanto, a crescente utilização de fontes alternativas de energia e a operação desses geradores em paralelo com os sistemas elétricos de potência tradicionais ressaltam a importância do estudo da integração destas unidades com o sistema. Um fator a ser analisado é o impacto na redução da inércia total da rede, que pode causar o aumento de variações de frequência e de tensão, de forma a afetar a estabilidade do sistema frente a distúrbios. Nesse contexto, este trabalho propõe-se a discutir a utilização do conceito de inércia adicional virtual, onde cada unidade de geração se comporta como um gerador síncrono virtual, em comparação com a tradicional técnica PQ para o controle de potência de inversores que fazem a interface de unidades de geração tradicionalmente não inerciais com o sistema. Os resultados de simulação apresentados comprovam a contribuição do gerador síncrono virtual para a estabilidade de uma rede conhecida, o sistema IEEE-14 Barras.

Palavras-chave: IEEE 14-barras. Controle de Potência. Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência. Gerador Síncrono Virtual

Abstract

Electric power systems have to convey electricity at synchronized frequency and voltage in order to be reliable. Voltage control systems can use different strategies to achieve voltage regulation - reactive power compensation being one of them. On the other hand, frequency control is traditionally obtained by regulation of large scale synchronous machines operations. However, the increasing use of alternative energy sources and the operation of these generators in parallel with the traditional power systems emphasize the importance of studying the integration of these generation units. An aspect to be analyzed is the impact in the reduction of the system total inertia, that might increase frequency and voltage variations, affecting the power system stability when facing different types of disturbance. In this context, this work is dedicated to discuss the use of the concept of additional virtual inertia, where each generation unit behaves as a virtual synchronous generator, in comparison with the traditional PQ technique for power control of interface inverters. Simulation results show the virtual generator contribution to the stability of a known system, the IEEE-14 Bus.

Keywords: IEEE 14-bus. Power Control. Stability in Power System. Virtual Synchronous Generator

Lista de ilustrações

Figura 1 – Geração a partir de um Gerador Síncrono, com o auxílio dos Sistemas Excitador e Governador. 20
Figura 2 – Fonte de Energia Renovável Controlada a partir do Controle PQ. . . . 21
Figura 3 – Representação gráfica do problema apresentado. 22
Figura 4 – Abordagem geral para estudo do comportamento de um sistema. . . . 24
Figura 5 – Linha de Transmissão modelada em Parâmetros π concentrados. 27
Figura 6 – Circuito equivalente simplificado do modelo de um transformador de dois enrolamentos. 28
Figura 7 – Diagrama de blocos genérico de um sistema de controle de excitação para um gerador síncrono. 32
Figura 8 – Modelagem do sistema de excitação utilizado. 32
Figura 9 – Modelo do subsistema PSS. 33
Figura 10 – Modelo do sistema regulador de velocidade. 33
Figura 11 – Configuração de compensador estático que combina as estruturas de TCRs e TSCs. 34
Figura 12 – Característica de Corrente-Tensão para os Compensadores de Reativos (a) STATCOM. (b) SVC. 35
Figura 13 – Possível topologia de STATCOM. 36
Figura 14 – Classificação de Estabilidade de um SEP. Em destaque, aquelas que serão estudadas neste trabalho. 38
Figura 15 – Diagrama de Blocos para o Controle PQ. 41
Figura 16 – Diagrama de Blocos para o Controle VSG. 42
Figura 17 – Sistema IEEE-14 Barras. 43
Figura 18 – Modelo de um Barramento no *software* utilizado. Em caixa laranja, o Barramento; À esquerda, parâmetros que podem ser ajustados para o elemento. 45
Figura 19 – Modelo de uma Carga Trifásica no *software* utilizado. Em caixa laranja, a Carga; À esquerda, parâmetros que podem ser ajustados para o elemento. 46
Figura 20 – Modelo de uma Linha de Transmissão no *software* utilizado. Em caixa laranja, o subsistema criado para representar a LT; À direita, como os elementos no subsistema são conectados para formar a linha de transmissão. 46

Figura 21 – Modelo de um Transformador no *software* utilizado. Em caixa laranja, o subsistema criado para representar o transformador; No centro, o elemento utilizado da biblioteca do *software* para um transformador, que requer como entrada o valor da relação de transformação do elemento; À direita, parâmetros a serem ajustados do trafo. 47
Figura 22 – Modelo Simplicado de uma Máquina Síncrona no *software* utilizado. Em caixa laranja, o elemento de fonte de tensão ideal utilizado; À esquerda, parâmetros a serem ajustados da fonte de tensão. 48
Figura 23 – Modelo de uma Máquina Síncrona no *software* utilizado. Em caixa laranja, o elemento de máquina síncrona disponívem em biblioteca; À direita, parâmetros a serem ajustados da máquina. 49
Figura 24 – Detalhe do subsistema de Regulação de Tensão. 50
Figura 25 – Detalhe do subsistema de PSS. 50
Figura 26 – Detalhe do subsistema de regulação de velocidade. 51
Figura 27 – Cenários analisados no sistema IEEE-14 Barras. As máquinas circuladas representam as que serão substituídas por unidades não inerciais. . . . 54
Figura 28 – Frequência nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. 55
Figura 29 – Frequência nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento. 56
Figura 30 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. 56
Figura 31 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento. 57
Figura 32 – Frequência nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. 57

Figura 33 – Frequência nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento. . 58
Figura 34 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. 58
Figura 35 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento. 59

Lista de tabelas

Tabela 1 – Limites para avaliação do desempenho da frequência durante distúrbios 39
Tabela 2 – Dados dos sistemas reguladores de velocidade. $\omega_{ref} = 1$ pu and $f_n =$ 60 Hz. 44
Tabela 3 – Resultados de Fluxo de Potência - Comparação entre Gabarito e Resultado de Simulação utilizando Fontes de Tensão Ideais. Módulos de tensão expressos em pu e fase em graus. 52
Tabela 4 – Resultados de Fluxo de Potência - Comparação entre Gabarito e Resultado de Simulação utilizando Máquinas Síncronas. Módulos de tensão expressos em pu e fase em graus. 53
Tabela 5 – Variação de frequência e VTCD obtidos no evento de abertura de LT . 60
Tabela 6 – Variação de frequência e VTCD obtidos no evento de aumento de carga 61
Tabela A.1 – Dados de carga do sistema 70
Tabela A.2 – Dados de Linha de Transmissão e Transformadores 71
Tabela A.3 – Dados das máquinas síncronas 72
Tabela A.4 – Dados do sistema de excitação 72
Tabela A.5 – Parâmetros do PSS - Usado com o Regulador de Tensão na Barra 1 . . 73

Lista de abreviaturas e siglas

SEP	Sistema Elétrico de Potência
EGPB	Enel Green Power Brasil
MS	Máquina Síncrona
GS	Gerador Síncrono
PV	Painel Fotovoltaico
CC	Corrente Contínua
MPPT	Busca do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking*)
CA	Corrente Alternada
CS	Compensador Síncrono
SVC	Compensadores estáticos de reativos (*Static var Compensator*)
TSC	Capacitor com comutação tiristorizada (*Thyristor Switched Capacitor*)
TCR	Reator com comutação tiristorizada (*Thyristor Controlled Reactor*)
PWM	Modulação por Largua de Pulso (*Pulse Width Modulation*)
STATCOM	Compensador Síncrono Estático (*Static Synchronous Compensator*)
VSG	Gerador Síncrono Virtual (*Virtual Synchronous Generator*)
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*)
LT	Linha de Transmissão
PSS	*Power System Stabilizer*
ST	Estático (*Static*)
DC1C	Modelo em CC número 1 padronizado pelo IEEE
ONS	Operador Nacional do Sistema
DFC	Desempenho de Frequência em Distúrbios
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
PI	Proporcional - Integral

Lista de símbolos

v^*_{abc}	Tensão de referência no eixo de referencial abc
v^*_{dq}	Tensão de referência no eixo de referencial dq
v_{abc}	Tensão medida no eixo de referencial abc
v_{dq}	Tensão medida no eixo de referencial dq
i_{abc}	Corrente medida no eixo de referencial abc
i^*_{dq}	Corrente de referência no eixo de referencial dq
P	Potência ativa
V_S	Tensão de pico instantânea
P_0	Potência ativa constante
Q	Potência reativa
Q_0	Potência reativa constante
r_L	Resistência série de uma linha de transmissão
x_L	Reatância série de uma linha de transmissão
$g_{L,h}$	Condutância *shunt* do barramento h
$g_{L,k}$	Condutância *shunt* do barramento k
$b_{L,h}$	Susceptância *shunt* do barramento h
$b_{L,k}$	Susceptância *shunt* do barramento k
l	Comprimento da linha de transmissão
λ	Comprimento de onda
f_n	Frequência nominal do sistema
L_l	Indutância por unidade de comprimento
C_l	Capacitância por unidade de comprimento
$me^{j\phi}$	Relação de transformação em um transformador

T_m	Torque mecânico fornecido pela máquina primária
T_e	Torque eletromagnético gerado pelo campo rotacional da máquina
D	Constante de amortecimento
ω	Velocidade angular do rotor
J	Momento de inércia do rotor
T'_{do}	Constante de tempo transiente de circuito aberto - eixo d
T'_{qo}	Constante de tempo transiente de circuito aberto - eixo q
T''_{do}	Constante de tempo subtransiente de circuito aberto - eixo d
T''_{qo}	Constante de tempo subtransiente de circuito aberto - eixo q
X'_d	Reatância transiente - eixo d
X'_q	Reatância transiente - eixo q
X''_d	Reatância subtransiente - eixo d
X''_q	Reatância subtransiente - eixo q
I_d	Corrente - eixo d
I_q	Corrente - eixo q
E'_d	Tensão transiente - eixo d
E'_q	Tensão transiente - eixo q
E''_d	Tensão subtransiente - eixo d
E''_q	Tensão subtransiente - eixo q
E_f	Tensão de excitação da máquina
Ψ_f	Fluxo de campo
R_f	Resistência de campo
I_f	Corrente de campo
V_{td}	Tensão terminal - eixo d
V_{tq}	Tensão terminal - eixo q
R_s	Resistência de armadura

P_e	Potência Elétrica
V_t	Tensão terminal
V_{ref}	Tensão de referência
V_s	Tensão de saída do PSS
T_a	Constante de tempo do regulador de tensão
T_e	Constante de tempo do regulador de tensão
T_f	Constante de tempo do regulador de tensão
K_a	Ganho do regulador de tensão
K_f	Ganho do regulador de tensão
v_r^{max}	Limite máximo de tensão do regulador de tensão
v_r^{min}	Limite mínimo de tensão do regulador de tensão
ω_s	Velocidade de entrada do sistema PSS (igual à velocidade da máquina)
T_w	Constante de tempo do filtro de *washout* do PSS
K_w	Ganho do filtro de *washout* do PSS
T_1	Constante de tempo da compensação avanço-atraso do PSS
T_2	Constante de tempo da compensação avanço-atraso do PSS
T_3	Constante de tempo da compensação avanço-atraso do PSS
T_4	Constante de tempo da compensação avanço-atraso do PSS
v_s^{max}	Limite máximo de tensão do PSS
v_s^{min}	Limite mínimo de tensão do PSS
ω_{ref}	Velocidade de referência para o regulador de velocidade
D_p	ganho de ajuste do regulador de velocidade
P_{ref}	Potência ativa de referência
P_m	Potência ativa exigida da máquina primária
V_{MOD}	Amplitude da componente fundamental da tensão de saída do STATCOM

V_D	Amplitude da tensão do capacitor do STATCOM
V_{REF}	Amplitude da tensão de referência para o capacitor do STATCOM
V_{CMP}	Amplitude da componente fundamental da tensão do ponto em que o STATCOM é conectado
$v_{dq(ff)}$	Componente fundamental de sequência positiva da tensão do barramento
$v_{dq(PI)}$	Tensão de saída controlada na estratégia PQ
$v_{dq(\omega L)}$	Componente de acoplamento cruzado na estratégia PQ
pq^*	Potências ativa e reativa de referência
θ_v^*	Ângulo da componente fundamental de tensão do barramento

Sumário

1 INTRODUÇÃO . . . 19
1.1 Caracterização do Problema . . . 22
1.2 Objetivo . . . 23
1.3 Estrutura da Dissertação . . . 23

2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA . . . 24
2.1 Estrutura de um Sistema Elétrico de Potência . . . 25
2.1.1 Barramento . . . 25
2.1.2 Carga . . . 25
2.1.3 Linha de Transmissão . . . 26
2.1.4 Transformadores . . . 27
2.1.5 Máquinas Síncronas . . . 28
2.1.5.1 Sistemas de Excitação . . . 31
2.1.5.2 Sistemas de Regulação de Velocidade . . . 33
2.1.6 Sistemas de Compensação de Reativos . . . 33
2.1.6.1 Compensadores Síncronos . . . 34
2.1.6.2 Compensadores Tiristorizados . . . 34
2.1.6.3 Compensadores de Comutação Forçada . . . 35
2.2 Controle e Estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência . . . 37
2.3 Resumo do Capítulo . . . 39

3 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA . . . 40
3.1 Estratégia Convencional: O Controle Instantâneo de Potência Constante . . . 40
3.2 Estratégia Proposta: O Controle utilizando Inércia Virtual . . . 41
3.3 Resumo do Capítulo . . . 42

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS . . . 43
4.1 O Sistema IEEE-14 Barras . . . 43
4.1.1 Características Gerais . . . 43
4.1.2 Modelagem utilizando o *software* PSCAD . . . 44
4.1.2.1 Barramento . . . 45
4.1.2.2 Carga . . . 45
4.1.2.3 Linhas de Transmissão . . . 46
4.1.2.4 Transformadores . . . 47
4.1.2.5 Máquinas Síncronas . . . 47

4.1.3 Validação do modelo em *software* 51
4.2 Metodologia **53**
4.3 Resultados **55**

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS **62**

REFERÊNCIAS **64**

APÊNDICES 66

APÊNDICE A – PRODUÇÃO CIENTÍFICA **67**

ANEXOS 68

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA IEEE-14 BARRAS **69**

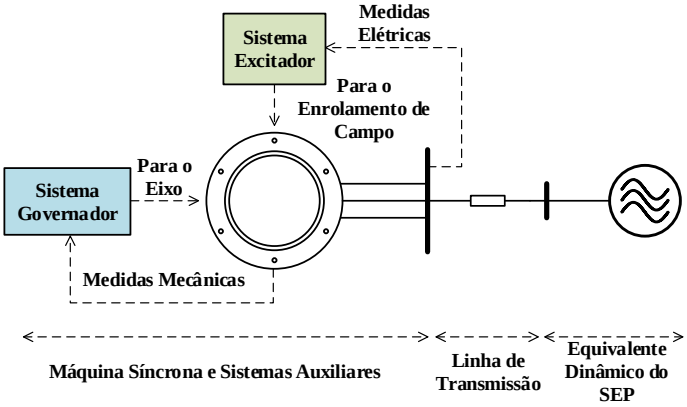
1 Introdução

O nível de penetração de fontes de energia renováveis em sistemas elétricos de potência - principalmente daquelas que são intrinsecamente não inerciais - vem aumentando em todo o mundo nos últimos anos, principalmente devido a políticas que incentivam operações com alta eficiência e baixas emissões de gases de efeito estufa (GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2013). O uso dessa forma de geração também contribui para a diversificação de recursos de energia, para reduzir custos operacionais e para adiar investimentos em um sistema elétrico de potência (SEP). Dados esses fatores, a presença de fontes de energia renováveis em sistemas de energia torna-se cada vez mais comum (TAMAYO; BURGOS; LEZAMA, 2015), inclusive no Brasil - como exemplo, o Grupo Enel, através da sua subsidiária Enel Green Power Brasil (EGPB), iniciou a operação de 546 MW de projetos solares fotovoltaicos no Brasil, sendo 254 MW do parque solar Ituverava e 292 MW do parque solar Nova Olinda, que são os maiores parques solares da América do Sul atualmente em operação (ENEL. . . , 2017).

Mudanças e expansões de um sistema elétrico de potência são inevitáveis. É de interesse, entretanto, que essas modificações afetem de forma mínima o comportamento do SEP, do ponto de vista de variação de frequência e de tensão, uma vez que estas variáveis são fundamentais para manter a estabilidade do sistema.

A frequência do sistema de energia é um indicador de operação estável, devendo ser mantida dentro de uma faixa de operação para um funcionamento seguro da rede. Desvios de frequência fora dessa faixa podem ser prejudiciais para operação do SEP (HORTA; ESPINOSA; PATIÑO, 2015). Esse controle é tradicionalmente feito a partir da regulação de operações de máquinas síncronas (MS) de grande escala. Essas máquinas têm uma alta inércia rotacional e, portanto, são capazes de absorver distúrbios que podem ocorrer no sistema (REZA et al., 2004). Na Figura 1, mostra-se uma fonte de energia típica conectada ao sistema de energia elétrica: um gerador síncrono, equipado com os dois sistemas auxiliares - Governador e Excitador, também conhecidos como sistemas de Regulação de Velocidade e de Regulação de Tensão, respectivamente. Geralmente, medidas elétricas são usadas como entrada no Sistema Excitador, com o intuito de regular a magnitude de tensão do barramento controlando a tensão de excitação na máquina. De forma análoga, medições mecânicas são usadas como entrada no Sistema Governador para regular a frequência do sistema de energia, controlando a entrega de energia mecânica para o eixo da máquina. Além disso, as medições mecânicas podem ser utilizadas para melhorar o amortecimento das oscilações do sistema de potência através do Sistema Excitador e as medições elétricas podem ser usadas para melhorar o controle de potência por meio do Sistema Governador.

Figura 1 – Geração a partir de um Gerador Síncrono, com o auxílio dos Sistemas Excitador e Governador.

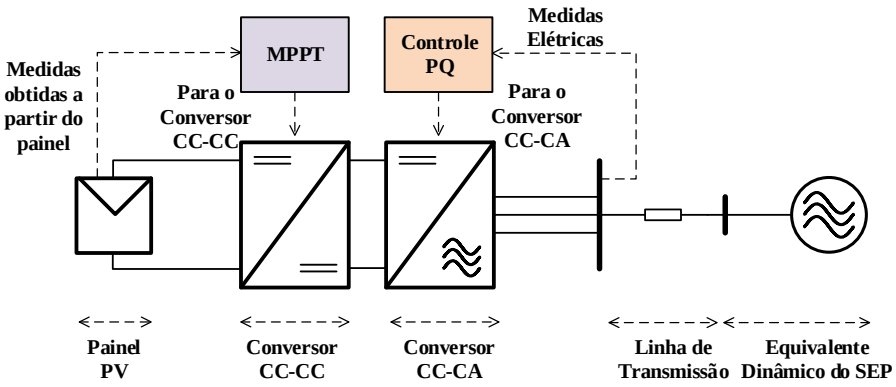


Fonte: Autor

A parcela da geração provida por MS em sistemas de energia, no entanto, tem se tornado cada vez menor, devido ao aumento da parcela proveniente de unidades de geração com base em fontes renováveis (tais como a geração solar). Essas unidades são, geralmente, conectadas ao sistema através de elementos de eletrônica de potência, conhecidos como conversores, para adequar a energia gerada a partir de fontes renováveis para a rede. Por exemplo, na Figura 2, ilustra-se um painel fotovoltaico (PV) conectado à rede por um conversor de dois estágios. O primeiro estágio, composto por um conversor de corrente contínua para corrente contínua (CC-CC), trabalha para regular a tensão do link CC para extrair a potência máxima da fonte renovável. Para atingir esta eficiência, deve ser utilizada uma estratégia de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). A segunda etapa, composta por um conversor de corrente contínua para corrente alternada (CC-CA), funciona como uma interface entre a fonte renovável e a rede, de forma a processar a energia fornecida a partir da fonte renovável e injetá-la na rede. Esses conversores CC-CA são, usualmente, controlados pela estratégia de Controle Instantâneo de Potência Constante - Controle PQ (estratégias de controle similares também são geralmente usadas).

A estratégia de controle PQ apenas regula a potência de saída (ativa e reativa) dos conversores que fazem a interface das fontes de energia renovável com o sistema, de modo que nenhum tipo de inércia síncrona é fornecida por eles à rede em que estão conectados. Portanto, a proporção de fontes rotacionais que contribuem para a inércia total do SEP torna-se reduzida e variações de frequência com maior amplitude podem ocorrer na presença de distúrbios na rede, fazendo uma comparação com o cenário em que apenas máquinas síncronas são responsáveis pela geração de energia (JENKINS, 2001). A estabilidade da tensão é outra questão de importância em sistemas de potência, uma vez que a demanda de energia elétrica está aumentando ao passar dos anos.

Figura 2 – Fonte de Energia Renovável Controlada a partir do Controle PQ.



Fonte: Autor

Uma das formas de se reforçar a estabilidade de tensão é a relização do controle de potência reativa nas linhas de transmissão. Compensadores síncronos rotativos (CSs) e bancos de capacitores e/ou indutores fixos ou comutados mecanicamente foram tradicionalmente utilizados com este propósito. Compensadores estáticos de reativos (SVCs), que utilizam capacitores com comutação tiristorizada (TSCs) e reatores com comutação tiristorizada (TCRs) foram então desenvolvidos para fornecer ou absorver energia reativa. Nos últimos anos, no entanto, conversores do tipo modulação por largura de pulso (PWM), com um esquema de controle apropriado, estão sendo utilizados para permitir a implementação de um outro tipo de compensação estática. Um dos equipamentos desenvolvidos é o compensador síncrono estático (STATCOM) (DIXON et al., 2005).

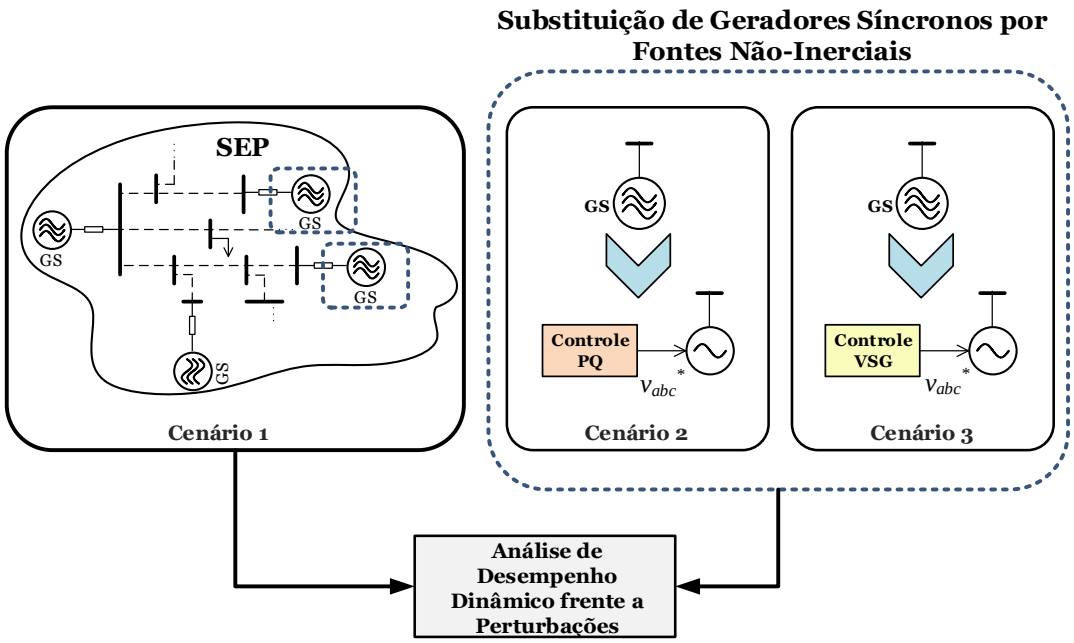
Neste contexto, para evitar o aumento de amplitude de variações de frequência em sistemas de energia com a presença de unidades de geração instrinsecamente não-inerciais, uma estratégia de controle já discutida na literatura (BECK; HESSE, 2007; WESENBEECK et al., 2009; VAN et al., 2010; MENG et al., 2014; BEVRANI; ISE; MIURA, 2014), cujo conceito é conhecido como Gerador Síncrono Virtual - *Vitual Synchronous Generator* (VSG), se baseia no controle da operação do inversor que faz a interface entre a unidade de geração e a rede de forma a imitar o comportamento de um gerador síncrono. Dessa maneira, as características estáticas e dinâmicas de uma máquina síncrona podem ser reproduzidas em uma interface de eletrônica de potência e, como resultado, esse método poderá garantir o aumento de proporção de fontes de geração intrinsecamente não-inerciais em sistemas de potência, sem comprometer a sua estabilidade. Esta estratégia de controle também pode ser usada em equipamentos utilizadas para melhorar a estabilidade da tensão através do controle de potência reativa, tais como STATCOMs. Nesse caso, essas estruturas se comportariam como compensadores síncronos, que também aprensentam inércia intrínseca.

1.1 Caracterização do Problema

É de interesse que sistemas elétricos de potência apresentem robustez, do ponto de vista de comportamento dinâmico, frente a possíveis perturbações que possam ocorrer, tais como curtos-circuitos, abertura de linha e rejeição de carga. O problema aqui apresentado é, em resumo, formatado como na Figura 3: um sistema elétrico de potência conhecido é escolhido como caso base. O mesmo será modelado em *software*, e sua operação quando em configuração original é simulada para validação de dados. Esse sistema, então, é modificado, alterando-se a característica de algumas fontes de geração (as mesmas deixam de ser intrinsecamente inerciais e passam a ser não-inerciais, tal como a geração a partir de paineis fotovoltaicos). O comportamento dinâmico do sistema frente a distúrbios, do ponto de vista de variação de frequência e amplitude de tensão, é então analisado em três cenários distintos:

- Cenário 1, quando o sistema se encontra em sua configuração original;
- Cenário 2, quando algumas das fontes de geração inerciais são substituídas por não-inerciais e seu controle é feito utilizando controle PQ;
- Cenário 3, quando algumas das fontes de geração inerciais são substituídas por não-inerciais e seu controle é feito utilizando controle VSG.

Figura 3 – Representação gráfica do problema apresentado.



Fonte: Autor

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivos modelar (a partir das equações matemáticas que descrevem o funcionamento de uma máquina síncrona) um gerador síncrono virtual e utilizá-lo como controle para conversores CC/CA conectados ao SEP de forma a emular o comportamento dinâmico de um gerador síncrono convencional. Além disso, objetiva-se analisar a contribuição do VSG para a estabilidade de um sistema elétrico de potência conhecido a partir de modelagem e simulação utilizando a plataforma PSCAD/EMTDC®. O desempenho do VSG será avaliado sob diferentes cenários de perturbação sobre o sistema 14 barras padronizado pelo Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), de forma a comparar seu comportamento com o cenário em que o Controle PQ é utilizado e determinar as contribuições do método de controle estudado para a estabilidade da rede em questão.

1.3 Estrutura da Dissertação

O trabalho foi dividido em cinco capítulos. Os parágrafos a seguir apresentam os principais temas que são abordadas por cada um deles.

Uma breve revisão bibliográfica acerca de sistemas elétricos de potência, seus subsistemas, componentes e condições para estabilidade é feita no Capítulo 2.

No Capítulo 3, descrevem-se as estratégias de controle de inversores de interface utilizadas neste trabalho. As principais caracerísticas, equações e esquemas de funcionamento das estratégias de controle PQ e VSG são os principais assuntos explorados.

A construção do sistema IEEE-14 barras em *software* e os resultados obtidos para validação do sistema simulado também são encontrados no Capítulo 4. Nele, são destacados os blocos e modelos utilizados no PSCAD/EMTDC®, a base de dados utilizada e a comparação dos resultados de fluxo de potência obtidos com resultados obtidos em (WASHINGTON, 2017). Detalhes dos parâmetros utilizados neste capítulo estão presentes no Anexo A. Os experimentos realizados no decorrer deste trabalho de mestrado e os resultados relacionados são demonstrados e explicados neste mesmo capítulo, no qual é possível observar as contribuições do uso do VSG como método de controle em sistemas elétricos de potência.

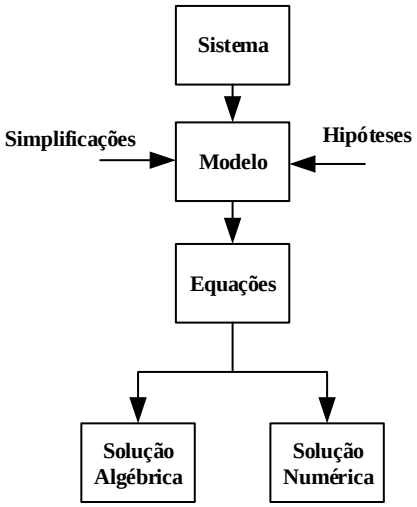
Por fim, o Capítulo 5 é constituído pelas conclusões do trabalho e trabalhos futuros sugeridos. O Apêndice A apresenta a produção científica obtida com o trabalho desenvolvido.

2 Sistemas Elétricos de Potência

Um sistema elétrico de potência é, em sua essência, um conjunto de elementos que transformam fontes de energia primária (por exemplo, calor) em eletricidade para que, posteriormente, esse energia seja transformada, em diversas aplicações, em uma outra forma de energia (por exemplo, energia mecânica) (MILANO, 2010). A energia em forma de eletricidade é transportada de geradores a cargas através de uma série de transformadores, linhas de transmissão e cabos. Dessa forma, se o comportamento de um determinado SEP precisa ser estudado, é necessário que, para cada um desses elementos citados, seja definido primeiramente um modelo que represente de maneira adequada o seu funcionamento. Essa etapa exige que hipóteses e simplificações sejam feitas. Posteriormente, esse modelo deve ser descrito na forma de equações, que devem ser resolvidas - seja algebricamente, seja numericamente. As etapas aqui descritas são graficamente ilustradas na Figura 4.

A solução de sistemas de equações que descrevem sistemas elétricos não são, em sua maioria, fáceis de serem explicitadas de maneira algébrica. Dessa forma, a solução de problemas que envolvem sistemas elétricos de potência são, geralmente, resolvidos a partir de métodos numéricos em *softwares* específicos.

Figura 4 – Abordagem geral para estudo do comportamento de um sistema.



Fonte: Adaptada de (MILANO, 2010)

2.1 Estrutura de um Sistema Elétrico de Potência

Sistemas elétricos de potência variam, seja em tamanho ou em sua estrutura. Eles apresentam, entretanto, as mesmas características básicas (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

- São compostos, em sua maioria, por sistemas de corrente alternada - CA trifásicos que operam, essencialmente, a uma tensão constante;
- Utilizam máquinas síncronas para a geração de eletricidade;
- Transmitem potência através de distâncias significativas, de forma que podem ser compostos por subsistemas que operam a diferentes níveis de tensão.

Nas sub-seções a seguir, descrevem-se, de maneira mais detalhada, as características e modelagem dos elementos básicos de um SEP.

2.1.1 Barramento

O barramento é a unidade básica de um sistema elétrico de potência, uma vez que funciona como ponto de conexão para qualquer outro elemento do sistema. Em análise em simulação, funciona apenas como ponto de conexão, não sendo necessário modelar o seu funcionamento; é necessário apenas o uso de nomenclaturas para que se possa distinguí-lo dos demais barramentos existentes no SEP.

2.1.2 Carga

A operação estável de um SEP depende de sua capacidade de casar continuamente a geração de energia com a demanda de carga do sistema e suas perdas. Assim sendo, as características de carga influenciam, de maneira direta, na estabilidade do mesmo (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). De maneira geral, muitas simplificações são feitas para se modelar o comportamento de uma carga. Em análises clássicas de sistemas elétricos de potência (assim como nas análises realizadas neste trabalho), cargas são modeladas como elementos de potência constante (cargas do tipo PQ), conforme descrito nas Equações 2.1 e 2.2. Para estas cargas, as potências ativa e reativa são invariantes com o valor da tensão que as suprem; isto é, tais potências são iguais aos seus valores nominais, P_0 e Q_0, independentemente do valor de tensão de fornecimento (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005).

$$P = P_0 \tag{2.1}$$

$$Q = Q_0 \tag{2.2}$$

2.1.3 Linha de Transmissão

A energia elétrica é transferida dos centros de geração para consumidores através de linhas aéreas e de cabos. A literatura fornece uma descrição rigorosa de como os parâmetros de uma linha de transmissão (LT) podem ser determinados (STEVENSON, 1975). Neste trabalho, assume-se que uma linha de transmissão curta pode ser representada como modelo de parâmetros π concentrados, conforme descrito pelo modelo por fase na Figura 5, onde r_L representa a resistência série; x_L representa a reatância série; $g_{L,h}$ e $b_{L,h}$ representam condutância e susceptância *shunt* do barramento h, respectivamente; e $g_{L,k}$ e $b_{L,k}$ representam condutância e susceptância *shunt* do barramento k, respectivamente. Para que uma linha de transmissão seja considerada curta, a Inequação 2.3 deve ser satisfeita (MILANO, 2010).

$$l << \lambda \tag{2.3}$$

onde l é o comprimento da linha e λ é o comprimento de onda definido pela Equação 2.4.

$$\lambda = \frac{1}{f_n\sqrt{L_l C_l}} \tag{2.4}$$

onde f_n é a frequência nominal do sistema e L_l e C_l são a indutância e capacitância da LT por unidade de distância, respectivamente.

As potências complexas $\bar{s}_h$ e $\bar{s}_k$, injetadas em cada um dos barramentos, são descritas nas Equações 2.5 e 2.6.

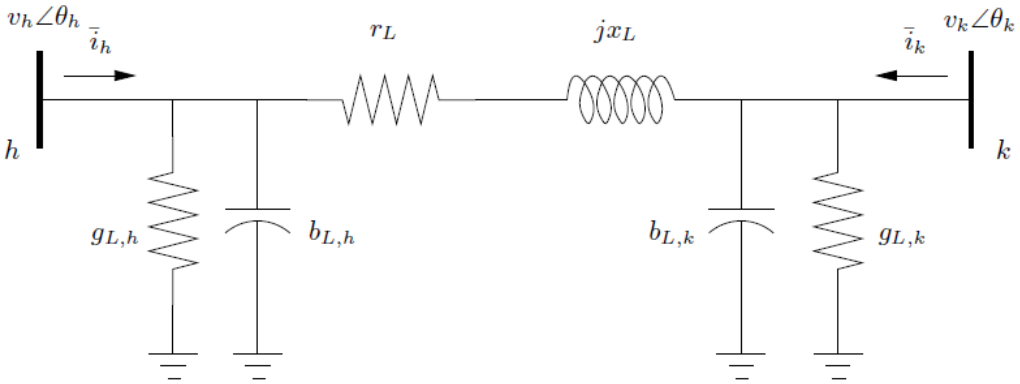
$$\bar{s}_h = \bar{v}_h \bar{i}_h^* \tag{2.5}$$

$$\bar{s}_k = \bar{v}_k \bar{i}_k^* \tag{2.6}$$

onde $\bar{v}_h$ e $\bar{v}_k$ são os fasores de tensão dos barramentos h e k, respectivamente, enquanto $\bar{i}_h$ e $\bar{i}_k$ são os fasores de corrente injetados nestes mesmos barramentos. O equacionamento que pode ser feito para o circuito da Figura 5 pode ser escrito de forma matricial, conforme descrito na Equação 2.7. As Equações 2.8, 2.9 e 2.10 detalham parâmetros da Equação 2.7.

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_h \\ \bar{i}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_L + \bar{y}_{L,h} & -\bar{y}_L \\ -\bar{y}_L & \bar{y}_L + \bar{y}_{L,k} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \bar{v}_h \\ \bar{v}_k \end{bmatrix} \tag{2.7}$$

Figura 5 – Linha de Transmissão modelada em Parâmetros π concentrados.



Fonte: (MILANO, 2010)

onde

$$\bar{y}_L = (r_L + jx_L)^{-1} \tag{2.8}$$

$$\bar{y}_{L,h} = g_{L,h} + jb_{L,h} \tag{2.9}$$

$$\bar{y}_{L,k} = g_{L,k} + jb_{L,k} \tag{2.10}$$

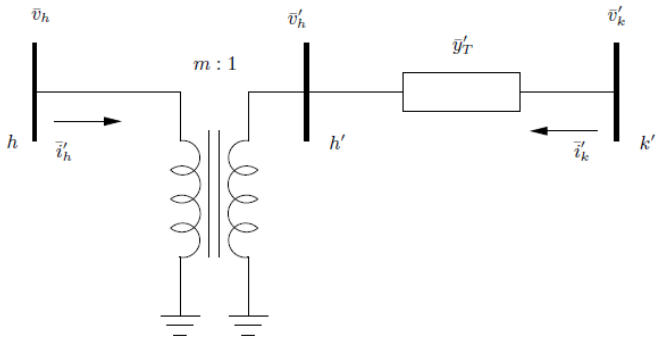
Para algumas linhas curtas, os fatores $g_{L,h}$ e $g_{L,k}$ podem ser desprezados.

2.1.4 Transformadores

Os transformadores de dois enrolamentos presentes em um SEP podem ser modelados como uma linha de transmissão com uma impedância série e uma admitância de derivação nos barrametos de origem e de destino, que modela as perdas de ferro e a susceptância de magnetização (MILANO, 2010). De forma simplificada, o modelo pode conter apenas a impedância série. Do ponto de vista da modelagem, a principal diferença entre os transformadores e as linhas de transmissão é que os transformadores podem introduzir um coeficiente $me^{j\phi}$, que permite modificar a magnitude e a fase ângulo da tensão de barramento de origem ou de destino, conforme ilustrado na Figura 6. Caso haja a presença de transformadores de três enrolamentos, estes podem ser modelados como três transformadores de dois enrolamentos conectados em estrela (MILANO, 2010).

Neste trabalho, todos os transformadores utilizados foram modelados conforme a abordagem acima descrita.

Figura 6 – Circuito equivalente simplificado do modelo de um transformador de dois enrolamentos.



Fonte: (MILANO, 2010)

2.1.5 Máquinas Síncronas

Os geradores síncronos são a principal fonte de energia elétrica em sistemas elétricos de potência (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994). Algumas considerações podem ser feitas ao se elaborar um modelo matemático que caracteriza o comportamento de máquinas síncronas (CARLETTI, 2015), de forma a serem estabelecidos parâmetros e equações que os relacionam.

A dinâmica de variáveis elétricas relacionadas ao funcionamento destas máquinas após algum distúrbio (tal como um curto circuito) pode variar, de forma que algumas componentes de resposta decaem de forma mais rápida que outras. Parâmetros relacionados a um decaimento rápido são chamados de subtransientes; relacionados a decaimento lento são chamados de transientes; e os relacionados a componentes que se mantêm em estado estacionário são chamados de síncronos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Características relevantes de máquinas síncronas são relacionadas com indutâncias (ou reatâncias) vistas pelo terminal da máquina e constantes de tempo correspondentes em cada uma das condições (subtransiente, transiente e em regime permanente). Equações em cada um desses períodos podem ser desenvolvidas (CARLETTI, 2015) e um modelo completo, com sete equações diferenciais (duas mecânicas - Equações 2.11 e 2.12 e cinco elétricas - Equações 2.13 a 2.17) pode ser obtido para representar o comportamento dinâmico da máquina síncrona. Neste modelo, o gerador é representado pelas suas fem subtransitórias E''_q e E''_d em série com as reatâncias subtransitórias X''_d e X''_q.

$$T_m - T_e - D\Delta\omega = J\frac{d\omega}{dt} \tag{2.11}$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega \tag{2.12}$$

$$T_{do}^{''}\dot{E}_{q}^{''} = E_{q}^{'} - E_{q}^{''} + I_d(X_{d}^{'} - X_{d}^{''}) \tag{2.13}$$

$$T_{qo}^{''}\dot{E}_{d}^{''} = E_{d}^{'} - E_{d}^{''} + I_q(X_{q}^{'} - X_{q}^{''}) \tag{2.14}$$

$$T_{do}^{'}\dot{E}_{q}^{'} = E_f - E_{q}^{'} + I_d(X_d - X_{d}^{'}) \tag{2.15}$$

$$T_{qo}^{'}\dot{E}_{d}^{'} = -E_{d}^{'} + I_q(X_q - X_{q}^{'}) \tag{2.16}$$

$$\frac{d\Psi_f}{dt} = R_f i_f - E_f \tag{2.17}$$

onde T_m é o torque mecânico fornecido pela máquina primária; T_e é o torque eletromagnético gerado pelo campo rotacional da máquina; D é a constante de amortecimento; ω é a velocidade do rotor; J é o momento de inércia do rotor e θ é sua posição angular. $T_{do}^{'}$ e $T_{qo}^{'}$ representam constantes de tempo transientes de circuito aberto nos eixos dq, enquanto $T_{do}^{''}$ e $T_{qo}^{''}$ representam as constantes de tempo subtransientes; $X_{d}^{'}$ e $X_{q}^{'}$ são as componentes de reatância transientes nos eixos dq, enquanto $X_{d}^{''}$ e $X_{q}^{''}$ são as componentes subtransientes; I_d e I_q são as componentes de corrente nos eixos dq. $E_{d}^{'}$ e $E_{q}^{'}$ são as componentes de tensão transiente nos eixos dq, enquanto $E_{d}^{''}$ e $E_{q}^{''}$ representam as componentes de tensão subtransientes nos eixos dq. E_f é a tensão de excitação da máquina, Ψ_f o fluxo de campo, R_f e i_f são a resistência e corrente de campo da máquina, respectivamente.

Para o desenvolvimento destas equações, todas as grandezas são expressas em valores por unidade. É assumido, na concepção dos modelos, que a variação da velocidade rotórica é muito pequena; portanto, a velocidade do rotor é aproximadamente igual à velocidade síncrona da máquina.

As equações algébricas 2.18 e 2.19 são usadas para calcular a tensão terminal da máquina, enquanto a Equação 2.20 é usada para calcular a potência elétrica da máquina, onde V_{td} e V_{tq} são as componentes de tensão terminal no eixo de referêcia dq e R_s é a resistência de armadura da máquina.

$$V_{td} = E_{d}^{''} - X_{q}^{''}I_q - I_d R_s \tag{2.18}$$

$$V_{tq} = E_{q}^{''} + X_{d}^{''}I_d - I_q R_s \tag{2.19}$$

$$P_e = E_{q}^{''}I_q + I_{d}^{''}I_d + (X_{d}^{''} - X_{q}^{''})I_q I_d \tag{2.20}$$

Quanto maior o número de equações diferenciais utilizadas na modelagem, maior a sua complexidade e maior será a fidelidade na reprodução do comportamento de uma máquina síncrona real. (CARLETTI et al., 2017) Do modelo completo, descrito por sete equações diferenciais, algumas outras simplificações podem ser feitas (CARLETTI, 2015):

- Se não considerada a dinâmica de enrolamento de campo, a Equação 2.17 não é considerada na modelagem, reduzindo o número de equações diferenciais presentes no modelo para seis equações. Além disso, ao eliminar a equação de campo, a dinâmica de campo na presença de um sistema de excitação é desconsiderada e, portanto, o uso de modelos de excitação que usam a corrente de campo como uma variável de *feedback* não é mais possível. Independentemente da ausência de dinâmica de enrolamento de campo, o modelo ainda representa o comportamento transiente da máquina com precisão, com um conjunto completo de equações diferenciais de tensão subtransitória e transitória - Equações 2.11 a 2.16;

- Se o efeito da blindagem das correntes parasitas no rotor for desprezado, pode ser dito que $X_q^{'} = X_q$ e $E_d^{'} = 0$. A Equação 2.14, do conjunto de equações do modelo de sexta ordem, é eliminada para gerar um conjunto de cinco equações diferenciais, chamado modelo de quinta ordem;

- Se desconsiderados os efeitos de enrolamentos de amortecimento, as Equações 2.15 e 2.16 são eliminadas do conjunto de equações do modelo de quinta ordem. O gerador, então, torna-se representado pelas tensões e reatâncias transitórias $E_d^{'}$, $E_q^{'}$, $X_d^{'}$ e $X_q^{'}$, e é obtido um modelo de quarta ordem para a máquina;

- Se a tensão transitória $E_d^{'}$ é considerada constante, permite-se que a Equação 2.14 seja removida do conjunto de equações do modelo de quarta ordem, resultando então em um modelo de terceira ordem para o gerador;

- Se for assumido que nem a corrente de indução de eixo direto nem a tensão interna sofrem grandes variações durante o estado transitório, o gerador é representado por uma tensão constante com uma reatância transitória de eixo direto e a equação de balanço mecânico, resultando em duas equações diferenciais para o modelo. Estas considerações baseiam-se na ideia de que a constante de tempo transitória está na faixa de segundos, de modo que as tensões subtransientes não mudam significativamente e a tensão interna é muito pequena. Somente os geradores localizados longe do ponto de perturbação devem ser representados por esse modelo.

O modelo é escolhido de forma a aliar uma boa capacidade de reprodução do comportamento da máquina com uma simplicidade computacional (CARLETTI et al., 2017). Neste trabalho, o modelo quase-completo (sexta ordem) será utilizado.

O funcionamento da máquina síncrona não é, entretanto, dado somente a partir das equações que descrevem seu comportamento dinâmico. Ele é tradicionalmente complementado com sistemas auxiliares. Um sistema de excitação, por exemplo, pode alterar a tensão de excitação da máquina, de forma a possibilitar o controle da amplitude de sua tensão terminal; enquanto que um sistema regulador de velocidade pode alterar o torque mecânico fornecido pela máquina primária, permitindo que a potência de saída do gerador seja controlada. Assim, a velocidade do gerador e a frequência da sua tensão terminal são controladas, como resultado da ação do sistema regulador de velocidade.

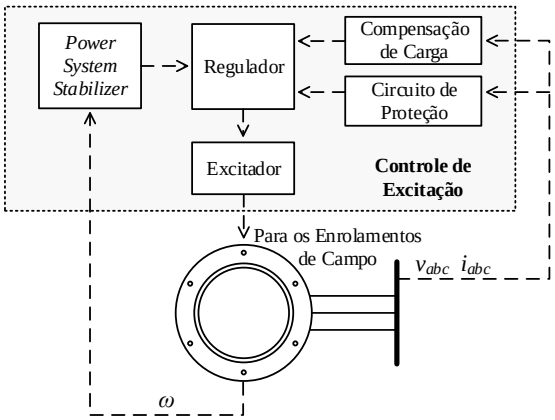
2.1.5.1 Sistemas de Excitação

A função básica de um sistema de excitação é fornecer corrente contínua para o enrolamento de campo de uma máquina síncrona. Além disso, o mesmo pode exercer funções de controle para um desempenho satisfatório do sistema de potência ao controlar a alimentação em corrente contínua - CC do campo da máquina (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994) de maneira a manter, a partir de respostas rápidas frente a perturbações, o nível de tensão de saída do gerador, contribuindo para a melhoria da estabilidade da rede.

Mostra-se, na Figura 7, um sistema de excitação genérico com todos os seus subsistemas. Cada um desses elementos tem uma função fundamental. O subsistema excitador fornece CC para os enrolamentos de campo. O subsistema regulador processa e amplifica o sinal de controle para produzir a ação necessária no excitador, incluindo as funções de estabilização e regulação do sistema de excitação. O subsistema de compensação de carga é responsável por medir a tensão do terminal e, se necessário, emular uma queda de tensão adicional de um barramento distante do sistema. Por fim, o *Power System Stabilizer* (PSS) é um subsistema que fornece um sinal de entrada adicional ao subsistema regulador, com o objetivo de amortecer as oscilações de tensão. O circuito de proteção é um subsistema que fornece funções de proteção para garantir limites operacionais de excitadores e máquinas síncronas.

Três tipos distintos de subsistemas de excitação são identificados com base no tipo de sua fonte de energia (LEE et al., 2016): os sistemas CC, que utilizam um gerador de CC com um comutador como fonte de energia; os sistemas CA, que utilizam um alternador e retificadores estacionários ou rotativos para produzir a CC necessária para o campo da máquina síncrona; e os sistemas de excitação de tipo estático - ST, em que a potência de excitação é fornecida através de transformadores ou enrolamentos auxiliares de geradores e retificadores. Para os propósitos deste trabalho, serão considerados apenas os sistemas CC. Vários modelos são propostos; aquele utilizado no sistema a ser estudado, entretanto, é uma simplificação do Modelo DC1C do IEEE (LEE et al., 2016), proposta por (MILANO, 2010) e ilustrada na Figura 8. Nesta simplificação, a entrada principal é a tensão terminal do gerador (V_t), que é subtraída da referência de tensão (V_{ref}). O sinal de *feedback* é

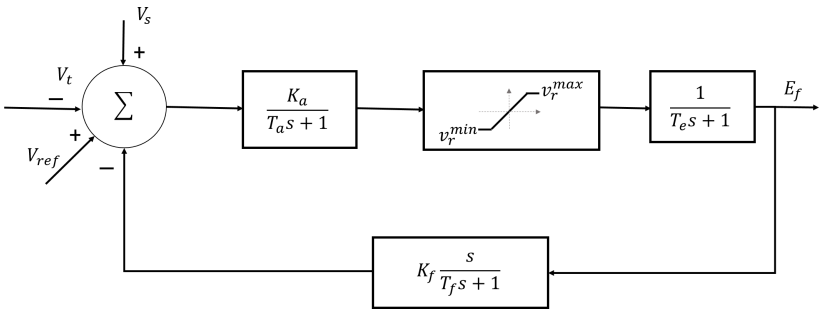
Figura 7 – Diagrama de blocos genérico de um sistema de controle de excitação para um gerador síncrono.



Fonte: Autor

subtraído e o sinal de saída do sistema PSS (V_s), se presente, é adicionado para produzir uma tensão de erro que é amplificada no regulador. As constantes de tempo T_a, T_e e T_f, os ganhos K_a e K_f e os limites de tensão v_r^{max} e v_r^{max} estão associados ao comportamento do regulador de tensão.

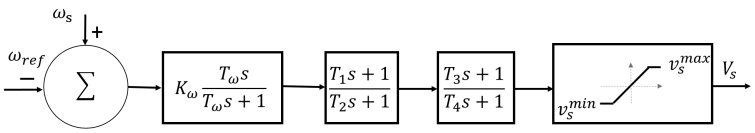
Figura 8 – Modelagem do sistema de excitação utilizado.



Fonte: Adaptada de (MILANO, 2010)

O subsistema PSS, quando utilizado, tem como sinal de saída uma tensão V_s, uma das entradas do modelo do sistema de excitação. Esse elemento pode ser modelado como ilustrado na Figura 9 (MILANO, 2010), onde ω_s é a velocidade da máquina, em pu; ω_{ref} é a velocidade de referência para a máquina, em pu; K_w e T_w são o ganho e a constante de tempo do filtro de *washout* (para mudanças suaves), respectivamente; T_1 to T_4 são constante de tempo dos dois estágios de compensação em avanço-atraso; e V_s é o sinal de saída do PSS, limitado por v_s^{max} e v_s^{min}.

Figura 9 – Modelo do subsistema PSS.

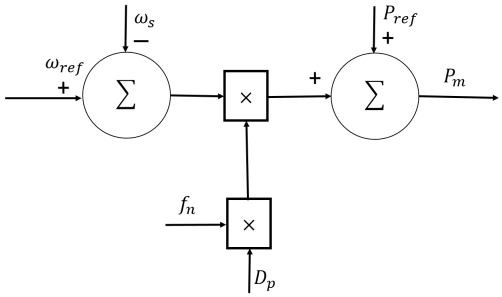


Fonte: Adaptada de (MILANO, 2010)

2.1.5.2 Sistemas de Regulação de Velocidade

Os geradores síncronos geralmente são movidos principalmente por turbinas a vapor, a gás ou hidráulicas (CARLETTI; FARDIN; AO, 2014). O sistema de regulação de velocidade funciona, assim, durante a dinâmica deste equipamento até o ponto em que a potência de saída solicitada pelo gerador síncrono é alcançada, de modo que a frequência da máquina síncrona seja controlada. Para cada tipo de sistema de regulação de velocidade existente, há vários modelos padronizados para estudos de estabilidade. O modelo de (ZHANG et al., 2013) foi escolhido para os fins deste trabalho, e pode ser visto na Figura 10. Nele, ω_s é a velocidade da máquina, em pu; ω_{ref} é a velocidade desejada da máquina, em pu; f_n é a frequência da base do sistema em Hz; D_p é o ganho de ajuste responsável por dividir a demanda de energia entre máquinas do sistema; P_{ref} é a potência elétrica ativa desejada do gerador em pu (o valor base é o MVA da máquina) e P_m é o sinal de saída do sistema do governador, que é a potência exigida da máquina primária. Nenhum modelo de turbina foi considerado durante a simulação.

Figura 10 – Modelo do sistema regulador de velocidade.



Fonte: Adaptada de (ZHANG et al., 2013)

2.1.6 Sistemas de Compensação de Reativos

A compensação de reativos é definida como o gerenciamento de energia reativa com o objetivo de melhorar o desempenho de sistemas elétricos de potência (DIXON et al., 2005). Existem diferentes tipos de tecnologia desenvolvidos para atingir esse propósito, tais como compensadores síncronos, compensadores estáticos e compensadores síncronos estáticos, revisados nos próximos tópicos.

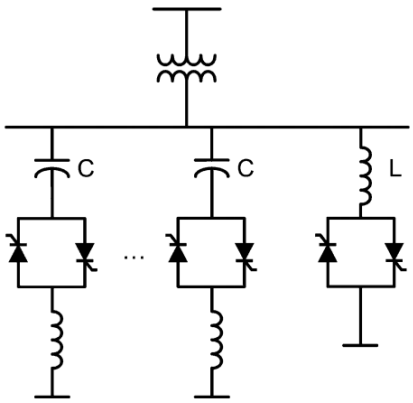
2.1.6.1 Compensadores Síncronos

Um compensador síncrono é uma forma rotativa de compensação que desempenhou um papel importante no controle de tensão e de potência reativa por mais de 50 anos (DIXON et al., 2005). Essa forma de compensação pode ser vista como uma máquina síncrona conectada ao SEP, cuja corrente de campo é controlada por um regulador de tensão para absorver ou fornecer energia reativa, conforme necessário. No entanto, os compensadores tem altas perdas de energia e, como máquinas rotativas, tem alto custo de manutenção. Por todas as razões mencionadas, o uso e a instalação de unidades de compensação síncrona estão em decadência.

2.1.6.2 Compensadores Tiristorizados

Com o desenvolvimento da eletrônica de potência, o compensador estático de reativos (*static var compensator* - SVC) foi desenvolvido como um gerador de potência reativa controlado por tiristor. A estrutura deste elemento pode ser capaz de fornecer potência reativa indutiva, potência reativa capacitiva, ou ambas, conforme sua configuração. Com tempos de resposta mais rápidos que os de compensadores síncronos, os compensadores tiristorizados, agora estáticos, podem ser fisicamente arranjados com o uso de duas estruturas básicas: reatores controlados por tiristor - TCRs e capacitores controlados por tiristor - TSCs. Mostra-se, na Figura 11, uma possível topologia, onde a potência reativa fornecida pode ser ajustada de forma contínua.

Figura 11 – Configuração de compensador estático que combina as estruturas de TCRs e TSCs.



Fonte: (DIXON et al., 2005)

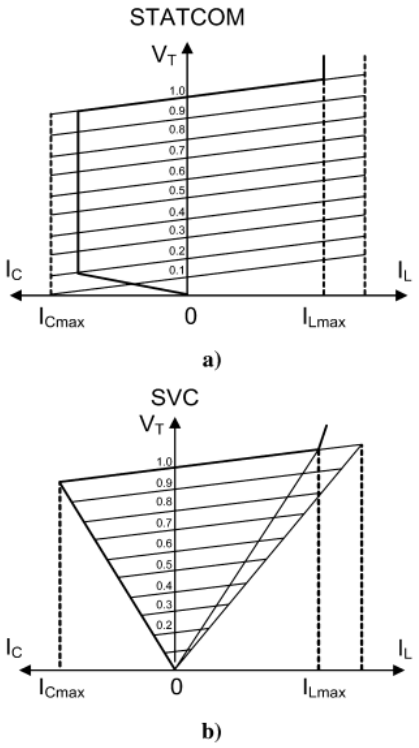
Uma das principais características dos compensadores estáticos é que a quantidade de potência reativa (indutiva ou capacitiva) fornecida ao sistema depende da tensão no barramento no qual o elemento está conectado. Essa é uma desvantagem desta estrutura, uma vez que a capacidade de fornecimento de energia do dispositivo não é totalmente aproveitada em situações em que a tensão no barramento se encontra em valores abaixo

do nominal (situações essas em que a atuação de elementos de compensação de reativos é requerida). Além disso, o controle de ângulo de fase em dispositivos do tipo TCR implica na geração de componentes ímpares de corrente harmônica (DIXON et al., 2005).

2.1.6.3 Compensadores de Comutação Forçada

A evolução dos dispositivos semicondutores comutados a partir de disparos em uma entrada chamada de *gate* chama a atenção para um tipo diferente de compensação: compensadores de reativos auto-comutados. Estes dispositivos são capazes de gerar potência reativa, seja ela indutiva ou capacitiva, sem exigir grandes bancos de capacitores ou reatores (DIXON et al., 2005). Existem algumas topologias que podem ser utilizadas para atingir o objetivo de compensação de reativos, incluindo inversores de fonte de corrente e de fonte de tensão. Como essas estruturas apresentam uma alta frequência de acionamento, o resultado é que a corrente de fornecimento apresenta um baixo conteúdo harmônico. Além disso, neste tipo de compensação, ao contrário do que acontece com os compensadores estáticos, a capacidade do dispositivo pode ser totalmente aproveitada mesmo quando as tensões da linha são muito baixas (DIXON et al., 2005). Essa característica pode ser visualizada na Figura 12.

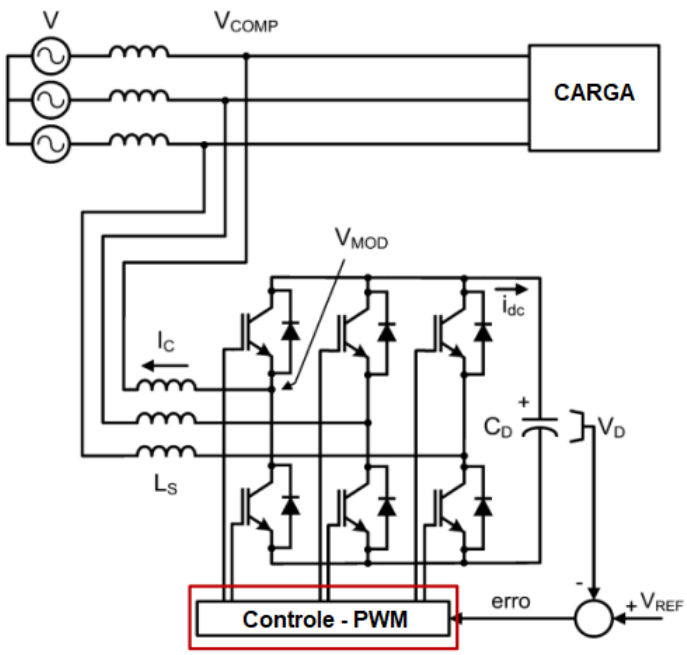
Figura 12 – Característica de Corrente-Tensão para os Compensadores de Reativos (a) STATCOM. (b) SVC.



Fonte: Adaptada de (DIXON et al., 2005)

O *Static Synchronous Compensator* - STATCOM é baseado em um inversor de fonte de tensão e é conectado em paralelo ao SEP através de um reator de acoplamento. Em analogia com uma máquina síncrona, o STATCOM gera um conjunto equilibrado de três tensões senoidais em frequência fundamental, com amplitude e ângulo de fase controláveis. Sua topologia pode ser vista na Figura 13. Nesta topologia, o controle de potência reativa é feito ajustando a amplitude da componente fundamental da tensão de saída, V_{MOD}, que pode ser modificada a partir do controle de modulação de largura de pulso - PWM. Seu princípio de funcionamento é similar ao de compensadores síncronos: quando a amplitude de V_{MOD} é superior à de V_{COMP} o compensador fornecerá potência reativa ao sistema, caso contrário, absorverá potência reativa. A tensão do capacitor, V_D, é mantida constante e igual a uma referência V_{REF}, a partir de um controle do tipo *feedback*, controlando o ângulo de fase entre V_{MOD} e V_{COMP}.

Figura 13 – Possível topologia de STATCOM.



Fonte: Adaptada de (DIXON et al., 2005)

Quando o bloco de controle PWM utiliza a Estratégia PQ como técnica de controle de potência, o STATCOM não apresenta inércia intrínseca. No entanto, pode ser de interesse a possibilidade de ajustar sua resposta de tempo de acordo com os requisitos do sistema, apresentando assim uma determinada inércia. Isso pode ser possível se a Estratégia VSG for utilizada como técnica de controle de potência. Ou seja, neste caso, o dispositivo poderia se comportar exatamente como um compensador síncrono, do ponto de vista de dinâmica de compensação, sem apresentar as desvantagens de uma máquina rotacional.

2.2 Controle e Estabilidade de um Sistema Elétrico de Potência

A principal função de um SEP é converter energia a partir de uma de suas formas naturais em eletricidade e transportá-la para os pontos onde será consumida. Um sistema adequadamente projetado e devidamente operado deve atender aos seguintes requisitos (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994):

- O sistema deve ser capaz de atender às constantes mudanças de demanda de potências ativa e reativa;
- O SEP deve fornecer energia a custo mínimo e com o mínimo de impacto ambiental;
- A qualidade da energia fornecida deve atender a requisitos mínimos, em relação aos seguintes fatores:
  - regulação de frequência;
  - regulação de tensão;
  - nível de confiabilidade.

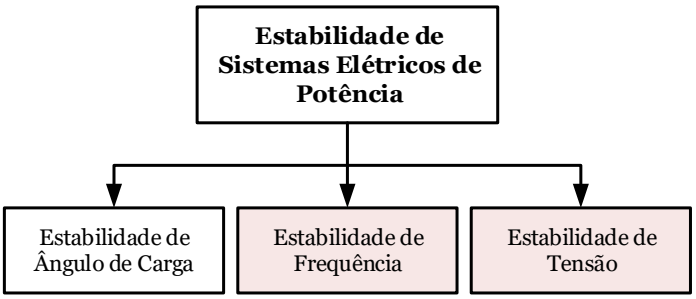
Por ser formado por elementos individuais conectados entre si, uma grande variedade de interações dinâmicas são possíveis em um SEP. Algumas destas interações afetarão apenas alguns dos elementos, enquanto outras podem afetar o sistema como um todo. O comportamento dinâmico do sistema pode ser caracterizado em grupos referentes a: causa, consequência, período de tempo de duração, caráter físico ou o lugar no sistema onde eles ocorrem (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008). O principal objetivo de estudo deste trabalho é a resposta do SEP a mudanças de demanda de energia e para vários tipos de perturbação ou distúrbio (exemplo: abertura de uma linha de transmissão), que são possíveis causas de dinâmica do sistema de energia.

A capacidade de recuperar um estado de equilíbrio após ter sido submetido a um distúrbio físico é definida como a estabilidade do SEP. Três grandezas são importantes para a operação de sistemas elétricos de potência:

- ângulos de tensões nodais, também chamados de ângulos de carga;
- frequência;
- magnitudes de tensões nodais.

Esses parâmetros são especialmente importantes do ponto de vista de definição e classificação de estabilidade de um SEP, conforme pode ser visualizado na Figura 14.

Figura 14 – Classificação de Estabilidade de um SEP. Em destaque, aquelas que serão estudadas neste trabalho.



Fonte: Adaptada de (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008)

Neste trabalho, a estabilidade de sistemas será analisada do ponto de vista de estabilidade de tensão e de frequência.

Monitorar a frequência de um SEP se torna fundamental na determinação da qualidade da operação da rede básica e na avaliação das condições de estabilidade do sistema elétrico (ONS, 2016). O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede, define o indicador de Desempenho de Frequência em Distúrbios (DFD), que avalia as variações de frequência ocorridas durante distúrbios no sistema elétrico. É estabelecido a partir dos valores absolutos da frequência para cada distúrbio. Ao ser contabilizado pelo período de um ano, deve ser inferior ou igual aos limites apresentados na Tabela 1.

Do ponto de vista de variação de tensão, a avaliação do desempenho da rede pelo ONS é realizada por meio de outros indicadores, tais como a Tensão de atendimento em regime permanente e a Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD). Como, neste trabalho, serão feitas análises de variação de tensão na ocasião de um distúrbio, a atenção será voltada para este último indicador.

A amplitude da VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão, dentre as três fases, enquanto perdurar o evento, e é classificada de acordo com sua amplitude e sua duração. No caso de distúrbios, temos uma variação momentânea de tensão, uma vez que esta compreende os eventos com duração inferior ou igual a 3 (três)

Tabela 1 – Limites para avaliação do desempenho da frequência durante distúrbios

Intervalo	**DFD (Hz)**	**Tempo acumulado máximo de exposição a desvios de frequência (seg)**
1	$f > 66,0$	0
2	$63,5 < f \leq 66,0$	30,0
3	$62,0 < f \leq 63,5$	150,0
4	$60,5 < f \leq 62,0$	270,0
5	$58,5 \leq f < 59,5$	390,0
6	$57,5 \leq f < 58,5$	45,0
7	$56,5 \leq f < 57,5$	15,0
8	$f < 56,5$	0

Fonte: (ONS, 2016)

segundos, sendo classificada em interrupção (amplitude inferior a 0,1 pu), afundamento (amplitude igual ou superior a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu) e elevação momentâneas de tensão (amplitude superior a 1,1 pu). Todas essas amplitudes são relacionadas com a tensão nominal do barramento analisado.

A esse fenômeno não são atribuídos limites de referência, sendo feito apenas o processo de apuração e gerenciamento de ocorrências.

2.3 Resumo do Capítulo

Neste capítulo, foram apresentandos conceitos básicos envolvidos nos estudos de sistemas elétricos de potência, tais como elementos que os compõem e os modelos que os representam, e quais parâmetros devem ser analisados quando se deseja estudar a estabilidade do funcionamento de um SEP. Esses conceitos serão utilizados neste trabalho para modelagem e validação de um SEP já discutido na literatura - o IEEE-14 Barras, utilzado como caso base nos estudos de estabilidade realizados.

3 Estratégias de Controle de Potência

O nível de penetração de unidades de geração não convencionais (tais como a geração fotovoltaiva), conectadas a sistemas elétricos de potência, têm aumentado nos últimos anos. Esses tipos de fonte de energia, normalmente, são conectados à rede por conversores CC-CA, também conhecidos como inversores conectados à rede ou como inversores de interface. O inversor é equivalente a uma fonte de tensão controlável e suas referências de tensão podem ser obtidas a partir de diferentes tipos de estratégias de controle. Neste capítulo, serão discutidas as características de duas estratégias: o controle PQ, em que as tensões de referência são geradas de forma a atingir de maneira instantânea as referências de potência ativa e reativa; e o controle VSG, que utiliza as equações de uma máquina síncrona para gerar as referências de tensão. Ambas estratégias serão posteriormente comparadas, do ponto de vista de desempenho frente a perturbações no sistema, em ambiente de simulação.

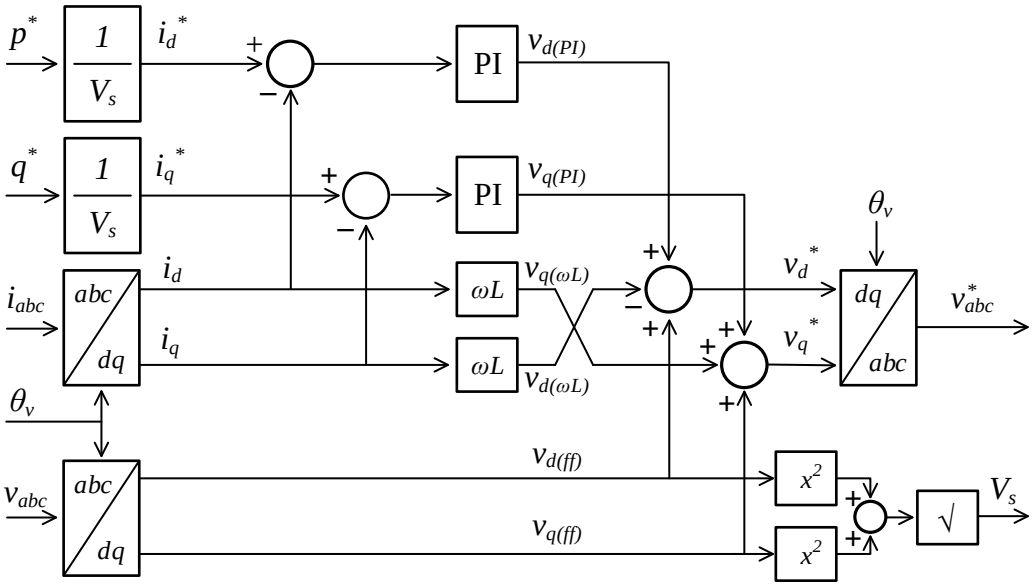
3.1 Estratégia Convencional: O Controle Instantâneo de Potência Constante

O Controle PQ é uma estratégia de potência que controla as potências ativa e reativa de saída do inversor de acordo com suas respectivas referências (HAGIWARA; MAEDA; AKAGI, 2011).

O controle é baseado no desacoplamento das potências ativa e reativa (ATAJI et al., 2016), e funciona da seguinte maneira: a partir das medidas de tensão e corrente da saída do inversor, as potências ativa e reativa de saída do sistema são estimadas e comparadas com os valores de referência. Controladores do tipo proporcional-integral (PI) são utilizados para que as tensões de referências sejam geradas de forma a zerar o erro das potências ativa e reativa de saída com relação às suas respectivas referências. O diagrama de blocos representativo desta estratégia de controle pode ser visualizado na Figura 15, onde v_{abc} e i_{abc} são a tensão e a corrente medidas, i_{dq} representa a corrente medida no eixo de referência dq, pq^* são as referências de potência ativa e reativa, V_S é a tensão de pico instantânea, i^*_{dq} são as referências internas de corrente ativa e reativa e θ_v é o ângulo de tensão da componente fundamental de sequência positiva do barramento. Para gerar as referências de tensão do inversor, v^*_{dq} ou v^*_{abc} (eixos de referência dq ou abc), são considerados três termos diferentes: a tensão de barramento $v_{dq(ff)}$, representando componente fundamental de sequência positiva da tensão do barramento; a tensão de saída controlada $v_{dq(PI)}$, de modo que as potências de referência ativa e reativa possam ser

alcançadas; e o termo de tensão de acoplado cruzado $v_{dq(\omega L)}$, comumente representado no eixo de referência dq.

Figura 15 – Diagrama de Blocos para o Controle PQ.



Fonte: Adaptada de (FU et al., 2015)

Esta estratégia é a convencional para controle de inversores de interface. Dessa forma, é importante ressaltar que esta apresenta uma resposta instantânea, de forma que não é inserida no SEP uma inércia adicional. Assim sendo, em sistemas elétricos de potência cujo nível de penetração da geração não inercial é significante, a inércia proporcional total é reduzida e isso pode causar problemas de estabilidade de tensão e frequência, especialmente em eventos transitórios.

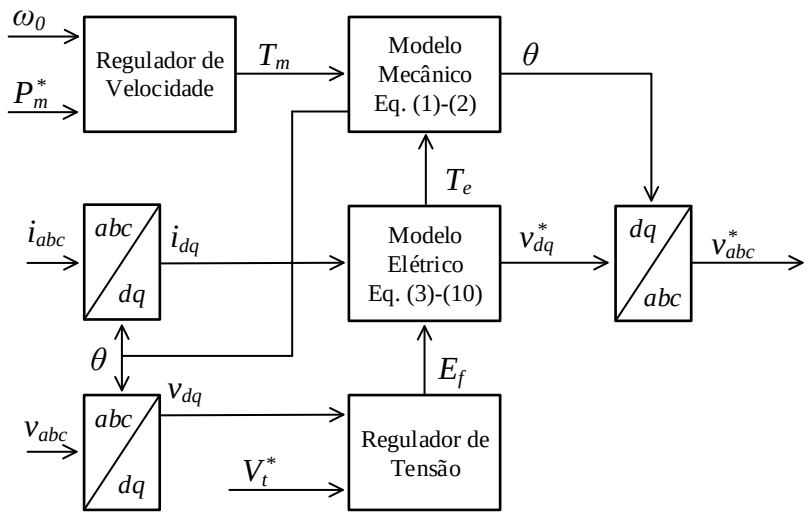
3.2 Estratégia Proposta: O Controle utilizando Inércia Virtual

A ideia discutida na literatura (BECK; HESSE, 2007; WESENBEECK et al., 2009; BALIJEPALLI et al., 2016; VAN et al., 2010; MENG et al., 2014; BEVRANI; ISE; MIURA, 2014) sobre o conceito do VSG como estratégia de controle de inversores de interface é a de emular o comportamento básico de uma máquina síncrona; isto é, do ponto de vista do sistema elétrico de potência, a geração que, intrinsecamente, é não inercial, é vista como um gerador síncrono. Pode-se dizer, nesse caso, que uma inércia virtual é adicionada à fonte de geração.

Com o intuito de gerar as tensões de referência para o inversor, a implementação desta técnica de controle deve considerar o modelo matemático de um gerador síncrono,

seja esse modelo completo ou não (CARLETTI, 2015). Os sistemas de regulação de tensão e de velocidade também são considerados nesta estratégia para a geração das tensões de referência, conforme pode ser visualizado no esquemático da Figura 16.

Figura 16 – Diagrama de Blocos para o Controle VSG.



Fonte: Autor

Observa-se que, a partir das equações mecânicas de uma máquina síncrona, uma variação de frequência no sistema será responsável por modificar a potência ativa injetada na rede pelo inversor, de forma a compensar o desequilíbrio momentâneo. É importante ressaltar que, com esta técnica, a capacidade de resposta transitória do sistema pode, inclusive, ser ajustada, uma vez que a inércia é um parâmetro virtual, e não físico de uma máquina real.

3.3 Resumo do Capítulo

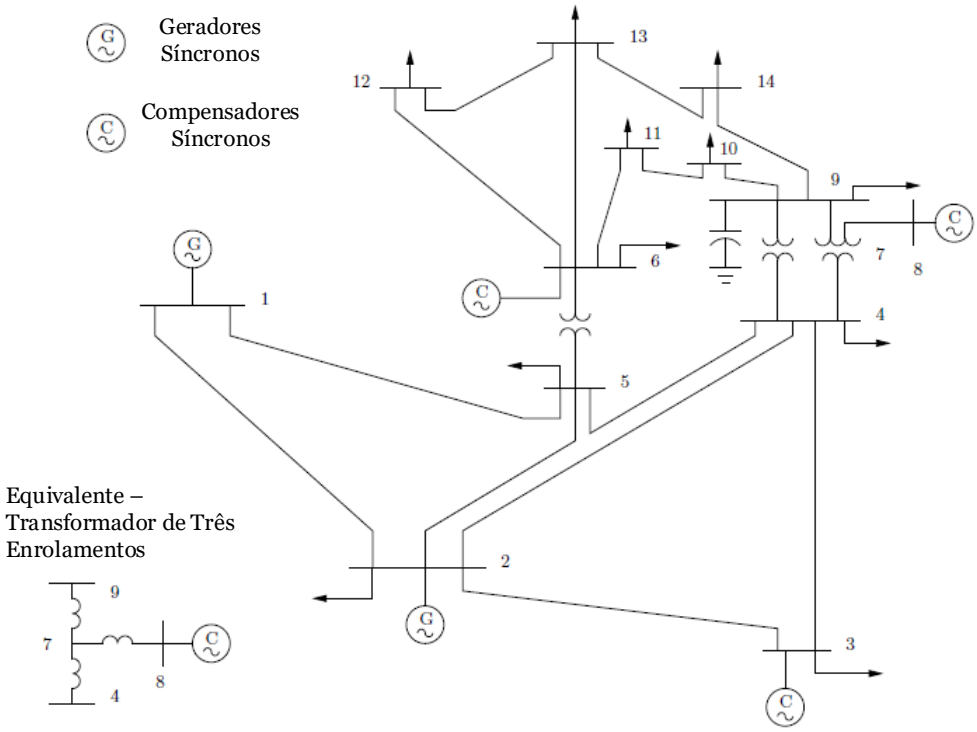
Neste capítulo, foram apresentandos os conceitos básicos envolvidos nas definições de estratégias de controle de potência utilizadas para gerar as tensões de referência para os inversores de interface, com foco em duas delas: a estratégia PQ e a estratégia VSG. Foram apontadas as características principais de cada uma delas, assim como as equações, grandezas e esquemáticos envolvidos em cada uma das técnicas, que serão usadas e terão seus desempenhos comparados em simulações de distúrbios no sistema analisado.

4 Simulações e Resultados

4.1 O Sistema IEEE-14 Barras

O sistema escolhido como base para estudo neste trabalho é o sistema de 14 barras padronizado pelo IEEE, composto por dois geradores síncronos e três compensadores síncronos. Além disso, o sistema conta com dois transformadores de dois enrolamentos e um de três enrolamentos, quinze linhas de transmissão, onze cargas e um capacitor em derivação, no barramento de número 9, conforme pode ser visualizado na Figura 17.

Figura 17 – Sistema IEEE-14 Barras.



Fonte: Adaptada de (MILANO, 2010)

4.1.1 Características Gerais

Os parâmetros de base para o sistema utilizado são:

- Potência: 100 MVA;
- Frequência: 60 Hz;

- Tensões:
  - 69 kV para os Barramentos de 1 a 5;
  - 13,8 kV para os Barramentos 6, 7, e de 9 a 14;
  - 18 kV para o Barramento 8.

O problema estudado neste trabalho é típico de sistemas de transmissão. Optou-se, entretanto, pelo uso de um sistema com níveis de tensão típicos de sistemas de subtransmissão e distribuição, por ser um SEP com extensa base de dados na literatura.

Os dados de carga do sistema (modeladas como do tipo PQ constante), de suas linhas de transmissão (modeladas como parâmetros π concentrados), os parâmetros de suas máquinas síncronas e dos respectivos sistemas de excitação foram tomados de (MILANO, 2010) e podem ser encontrados no Anexo A.

Todos as máquinas no sistema analisado também têm seu próprio sistema de regulação de velocidade, como anteriormente ilustrado na Figura 10. Seus parâmetros podem ser vistos na Tabela 2. Os valores de D_p foram empiricamente obtidos, e os valores de P_{ref} utilizados foram os mesmos obtidos a partir do resultado do fluxo de potência (WASHINGTON, 2017), exceto para a Barra 1 (barra de *swing*). É importante notar que as potências ativas de referência para todos os compensadores síncronos são todas iguais a zero. A máquina da Barra 1 está desempenhando o papel de referência e sua potência de saída é a quantidade necessária para atender o equilíbrio de energia do sistema.

Tabela 2 – Dados dos sistemas reguladores de velocidade. $\omega_{ref} = 1$ pu and $f_n = 60$ Hz.

Param.	**Unidade**	**Gov1**	**Gov2**	**Gov3**	**Gov4**	**Gov5**
D_p	pu	100	10	10	1	1
P_{ref}	pu	0	0.67	0	0	0

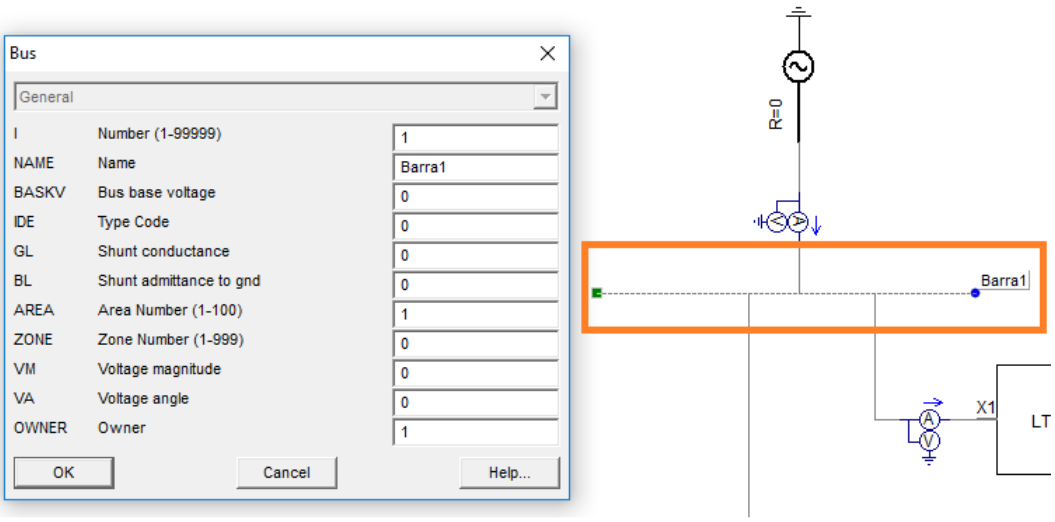
4.1.2 Modelagem utilizando o *software* PSCAD

A análise do funcionamento, tanto em regime permanente quanto durante um distúrbio do sistema IEEE-14 Barras, torna-se uma tarefa complexa sem a utilização de recursos computacionais, uma vez que se trata de um sistema com um número grande de elementos conectados em malha. Desta forma, todos os estudos realizados nesse trabalho serão baseados em simulações feitas em um *software*. A plataforma computacional utilizada neste trabalho é o PSCAD/EMTDC®, que permite a modelagem e simulação de sistemas elétricos de potência a partir do uso de bibliotecas contendo modelos de sub-sistemas dos mais simples (elementos passivos, tais como cargas) aos mais complexos (máquinas elétricas e linhas de transmissão).

4.1.2.1 Barramento

Está disponível para uso no *software* o modelo de um barramento conforme ilustrado na Figura 18.

Figura 18 – Modelo de um Barramento no *software* utilizado. Em caixa laranja, o Barramento; À esquerda, parâmetros que podem ser ajustados para o elemento.



Fonte: Autor

Observa-se que, apesar de a plataforma permitir a configuração de uma série de parâmetros para esse elemento, as únicas entradas utilizadas foram o número e o nome do baramento, utilizados para identificação - uma vez que esse é o modelo simplificado de barramento adotado neste trabalho.

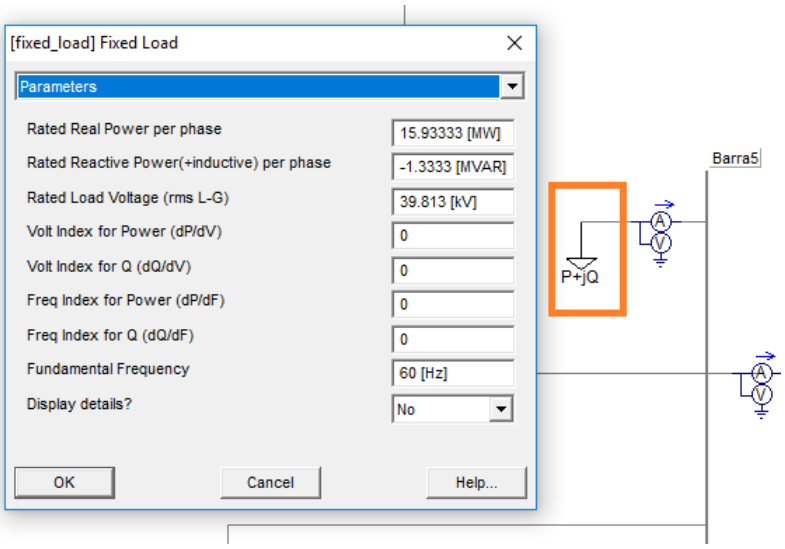
4.1.2.2 Carga

Também é encontrado no *software* o modelo de cargas, conforme ilustrado na Figura 19.

Observa-se que a plataforma exige o preenchimento de algumas parâmetros referentes ao elemento, obtidos a partir dos resultados do fluxo de potência utilizado como base de referência:

- Tensão e frequência nominais;
- Potências ativa e reativa nominais por fase;
- Parâmetros que indicam a variação da potência tanto com a tensão quanto com a frequência. Como a carga utilizada neste trabalho é considerada de potência constante, todos esses parâmetros são iguais a zero.

Figura 19 – Modelo de uma Carga Trifásica no *software* utilizado. Em caixa laranja, a Carga; À esquerda, parâmetros que podem ser ajustados para o elemento.

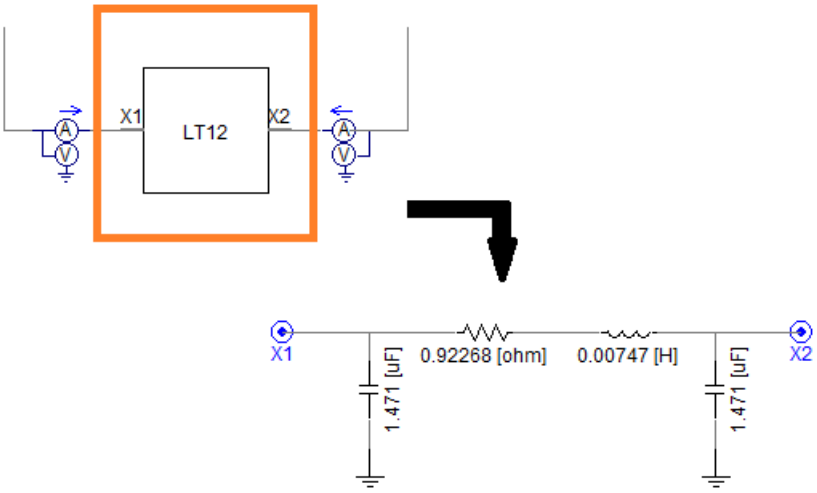


Fonte: Autor

4.1.2.3 Linhas de Transmissão

A modelagem de linhas de transmissão no *software* foi feita a partir de resistores, indutores e capacitores, formando um modelo π concentrado, conforme ilustrado na Figura 20.

Figura 20 – Modelo de uma Linha de Transmissão no *software* utilizado. Em caixa laranja, o subsistema criado para representar a LT; À direita, como os elementos no subsistema são conectados para formar a linha de transmissão.

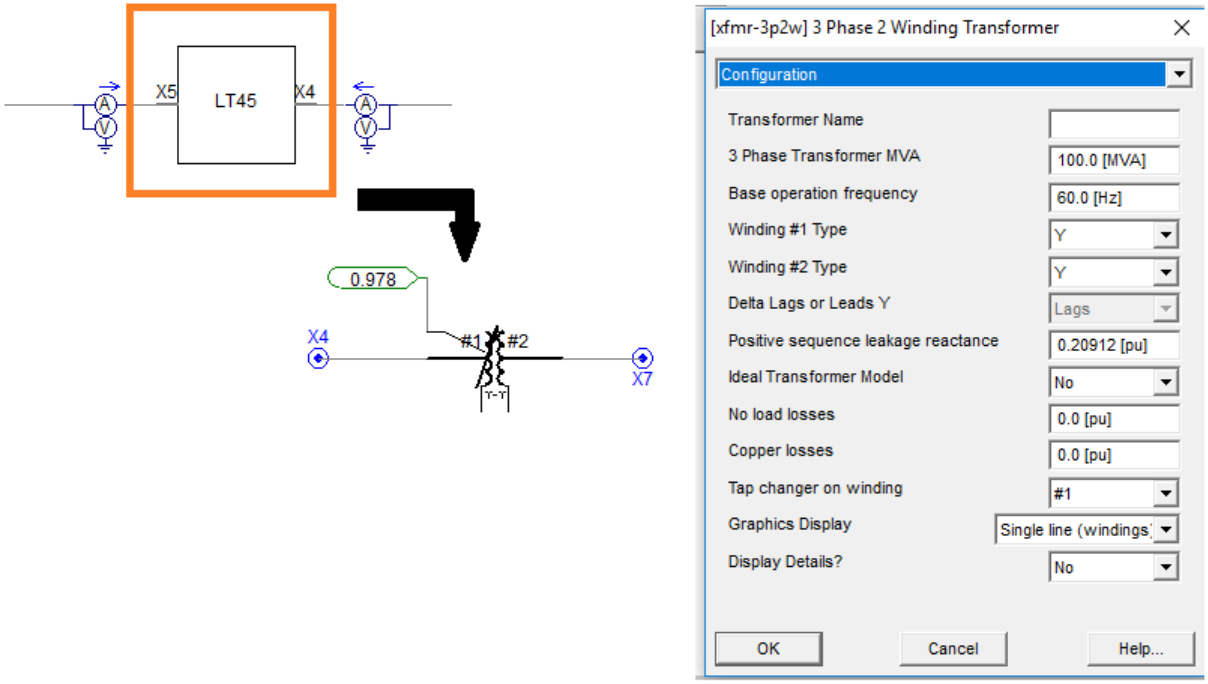


Fonte: Autor

4.1.2.4 Transformadores

A representação de transformadores no *software* foi feita a partir da criação de um subsistema similar ao de linhas de transmissão, contendo o modelo de transformador presente na plataforma, conforme ilustrado na Figura 21.

Figura 21 – Modelo de um Transformador no *software* utilizado. Em caixa laranja, o subsistema criado para representar o transformador; No centro, o elemento utilizado da biblioteca do *software* para um transformador, que requer como entrada o valor da relação de transformação do elemento; À direita, parâmetros a serem ajustados do trafo.



Fonte: Autor

Transformadores são modelados nesse trabalho de maneira simplificada, com base nos dados fornecidos por (MILANO, 2010). É considerado que este elemento é formado por uma reatância em série com a relação de transformação. Pode-se observar, assim, que informações de perdas foram desconsideradas ao se preencher os parâmetros do elemento.

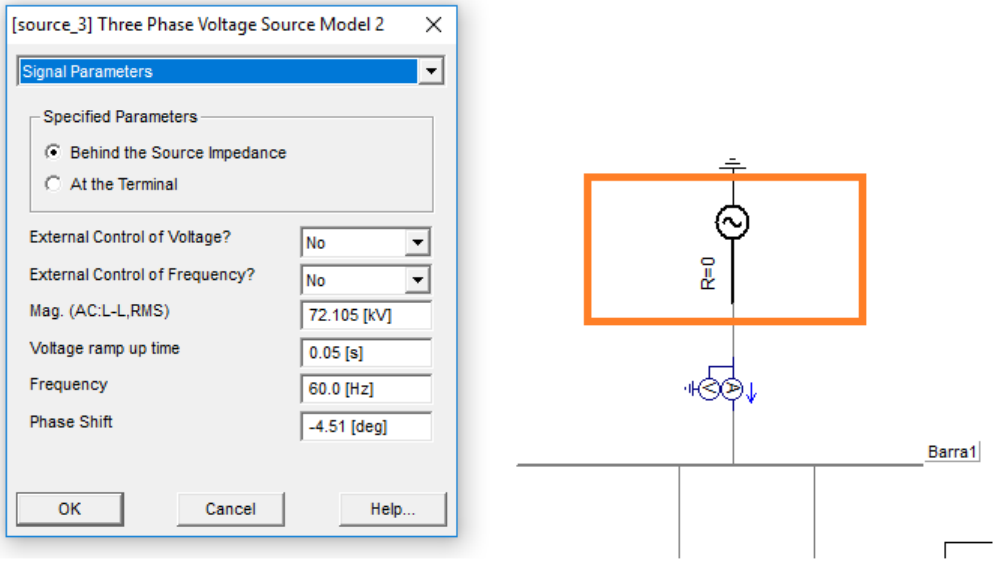
4.1.2.5 Máquinas Síncronas

As máquinas síncronas são a fonte de energia do IEEE-14 Barras. Podem ser modeladas em *software* da seguinte maneira:

- De maneira simplificada, como fontes de tensão ideais - cujo modelo é encontrado na biblioteca da plataforma. Neste caso, definem-se a amplitude, a frequência e ângulo da tensão de geração, conforme ilustrado na Figura 22;

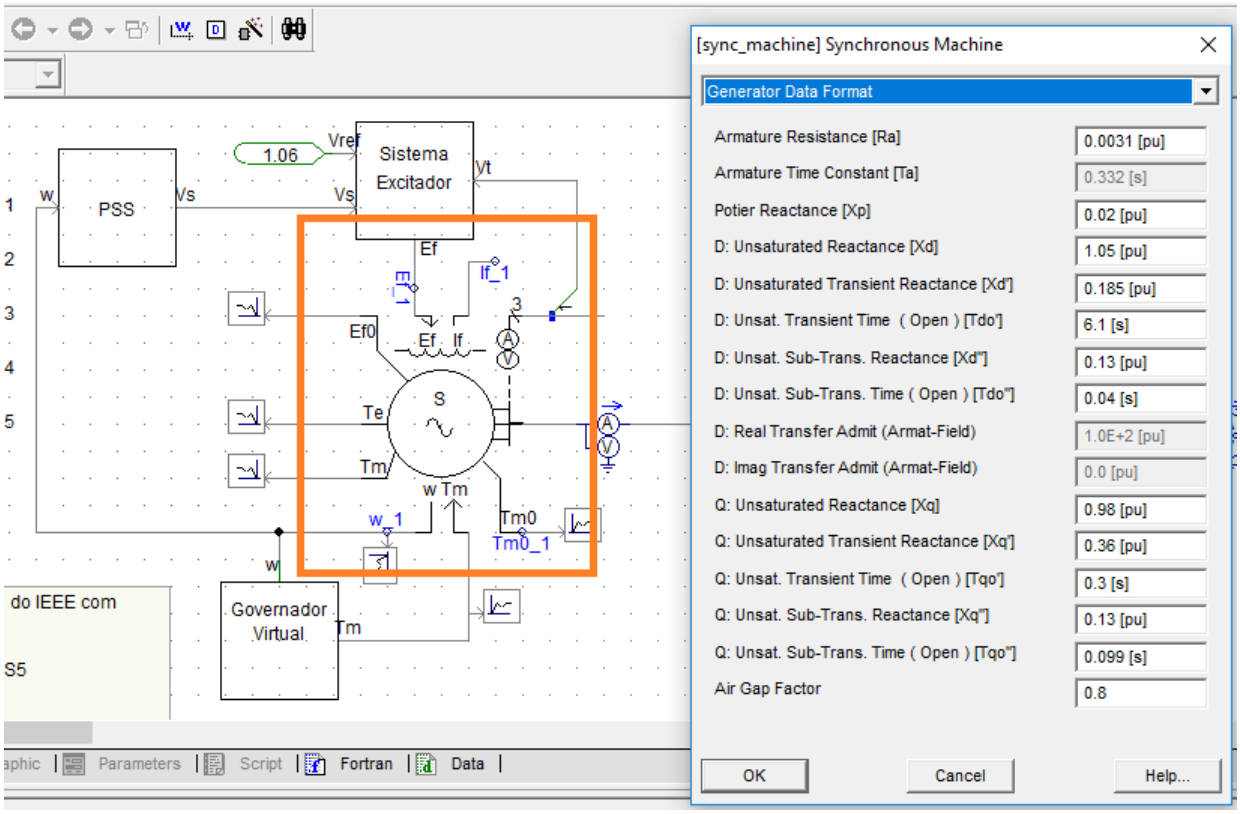
- De maneira completa, a partir do modelo de máquinas síncronas presente em biblioteca, que leva em conta parâmetros transientes e subtransientes, conforme ilustrado na Figura 23.

Figura 22 – Modelo Simplicado de uma Máquina Síncrona no *software* utilizado. Em caixa laranja, o elemento de fonte de tensão ideal utilizado; À esquerda, parâmetros a serem ajustados da fonte de tensão.



Fonte: Autor

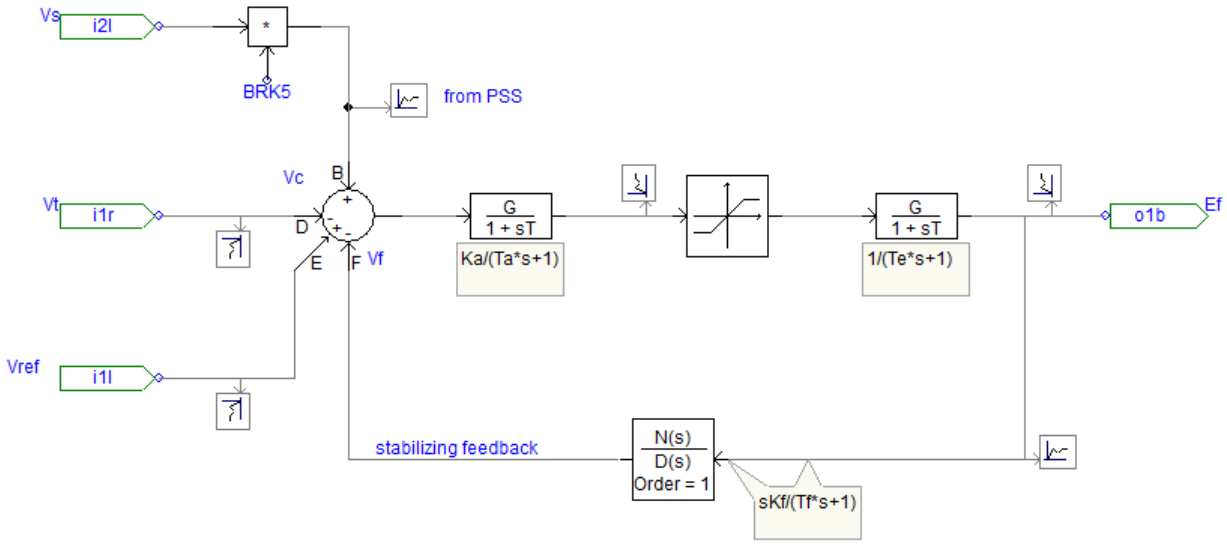
Figura 23 – Modelo de uma Máquina Síncrona no *software* utilizado. Em caixa laranja, o elemento de máquina síncrona disponívem em biblioteca; À direita, parâmetros a serem ajustados da máquina.



Fonte: Autor

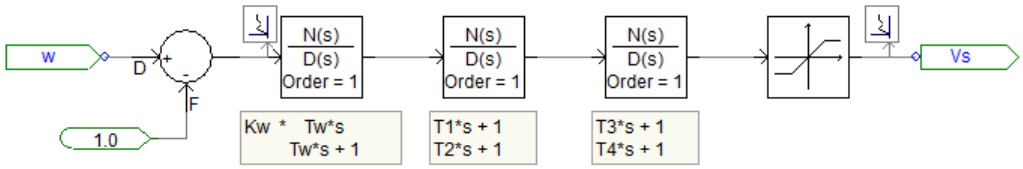
Quando utilizado o modelo completo de uma máquina síncrona, é preciso modelar os sistemas de regulação de tensão e PSS, e de regulação de velocidade, que podem ser visualizados em conjunto com a máquina síncrona na Figura 23. As modelagens desses subsistemas foram feitas com base nos modelos das Figuras 8, 9 e 10, respectivamente. Foram utilizados blocos básicos presentes na biblioteca do *software*, tais como blocos de ganho e somadores. Os detalhes desses subsistemas podem ser visualizados nas Figuras 24, 25 e 26.

Figura 24 – Detalhe do subsistema de Regulação de Tensão.



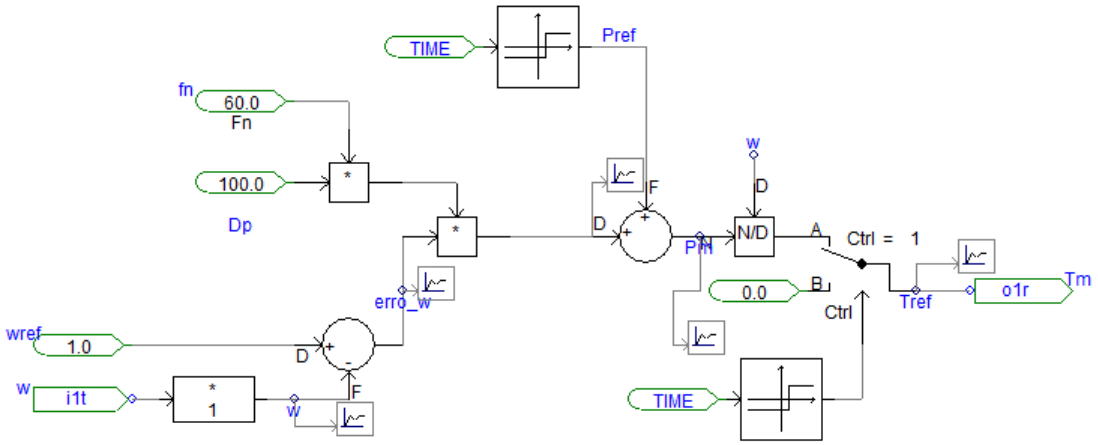
Fonte: Autor

Figura 25 – Detalhe do subsistema de PSS.



Fonte: Autor

Figura 26 – Detalhe do subsistema de regulação de velocidade.



Fonte: Autor

4.1.3 Validação do modelo em *software*

Uma vez descrito e desenvolvido cada um dos elementos presentes no sistema IEEE-14 Barras em *software*, foram feitas duas simulações para validar o esquema montado:

- Na primeira simulação, as fontes de energia foram simuladas como fontes de tensão ideais, onde tensão e ângulo de fase nos barramentos onde esses elementos estão conectados foram definidos exatamente como os do gabarito (WASHINGTON, 2017);
- Na segunda simulação, as fontes de energia foram simuladas como máquinas síncronas, cada uma com seus subsistemas de regulação de velocidade (dados em Tabela 2) e de tensão (dados em Anexo A). A potência ativa de referência das máquinas, assim como as suas tensões terminais de referência, foram estabelecidos como os obtidos no fluxo de potência (WASHINGTON, 2017). As máquinas foram partidas seguindo uma determinada sequência (iniciando pela Máquina 1 e terminando com a Máquina 5) e os parâmetros foram analisados apenas quando o regime permanente foi estabelecido.

O resultados obtidos para a primeira simulação encontram-se na Tabela 3, enquanto os resultados obtidos a partir da segunda simulação podem ser visualizados na Tabela 4.

Pode-se concluir, a partir do resultado da Tabela 3, que tanto linhas de transmissão quanto cargas foram corretamente modelados, uma vez que todos os resultados referentes ao fluxo de potência obtidos têm erro inferior a 1% com relação ao gabarito.

Tabela 3 – Resultados de Fluxo de Potência - Comparação entre Gabarito e Resultado de Simulação utilizando Fontes de Tensão Ideais. Módulos de tensão expressos em pu e fase em graus.

Barra	**Gabarito**		**Simulação - Fontes de Tensão**		**Erro (%)**	
	Tensão		**Tensão**		**Tensão**	
	Módulo	**Fase**	**Módulo**	**Fase**	**Módulo**	**Fase**
1	1,060	0,00	1,060	1,18E-08	**0,03%**	**-**
2	1,045	-4,98	1,045	-4,98	**-0,02%**	**0,00%**
3	1,010	-12,72	1,009	-12,72	**-0,08%**	**0,00%**
4	1,019	-10,33	1,020	-10,34	**0,11%**	**0,14%**
5	1,020	-8,78	1,022	-8,81	**0,21%**	**0,34%**
6	1,070	-14,22	1,069	-14,22	**-0,09%**	**0,00%**
7	1,062	-13,37	1,061	-13,37	**-0,10%**	**-0,02%**
8	1,090	-13,36	1,089	-13,36	**-0,09%**	**0,00%**
9	1,056	-14,94	1,055	-14,96	**-0,08%**	**0,10%**
10	1,051	-15,10	1,050	-15,11	**-0,08%**	**0,07%**
11	1,057	-14,79	1,056	-14,80	**-0,09%**	**0,04%**
12	1,055	-15,07	1,054	-15,08	**-0,07%**	**0,04%**
13	1,050	-15,16	1,049	-15,16	**-0,05%**	**-0,01%**
14	1,036	-16,04	1,035	-16,04	**-0,13%**	**0,02%**

Fonte: Autor

Analisando os resultados explicitados na Tabela 4, observa-se que os erros obtidos com relação ao gabarito encontram-se na faixa dos 5%, ocorrendo apenas um erro superior a 10%. A modelagem das máquinas foi então considerada satisfatória.

A proposta deste trabalho é comparar o desempenho da técnica de controle de potência VSG com o da técnica de controle de potência PQ, do ponto de vista de variações de frequência e tensão frente distúrbios na rede. Uma vez validado o modelo em *software* do sistema IEEE-14 Barras, modificações podem ser feitas em sua configuração original para que as análises sejam feitas.

Tabela 4 – Resultados de Fluxo de Potência - Comparação entre Gabarito e Resultado de Simulação utilizando Máquinas Síncronas. Módulos de tensão expressos em pu e fase em graus.

Barra	**Gabarito**		**Simulação - Fontes de Tensão**		**Erro (%)**	
	Tensão		**Tensão**		**Tensão**	
	Módulo	**Fase**	**Módulo**	**Fase**	**Módulo**	**Fase**
1	1,060	0,00	1,070	0,00	**0,71%**	**-**
2	1,045	-4,98	1,006	-4,38	**-3,76%**	**-12,02%**
3	1,010	-12,72	0,960	-12,80	**-5,17%**	**0,63%**
4	1,019	-10,33	0,974	-10,27	**-4,44%**	**-0,55%**
5	1,020	-8,78	0,980	-8,68	**-3,75%**	**-1,18%**
6	1,070	-14,22	1,010	-14,81	**-5,29%**	**4,11%**
7	1,062	-13,37	1,002	-13,77	**-5,66%**	**3,01%**
8	1,090	-13,36	1,020	-13,87	**-6,33%**	**3,83%**
9	1,056	-14,94	0,996	-15,55	**-5,70%**	**4,07%**
10	1,051	-15,10	0,991	-15,74	**-5,72%**	**4,22%**
11	1,057	-14,79	0,998	-15,42	**-5,56%**	**4,23%**
12	1,055	-15,07	0,997	-15,76	**-5,48%**	**4,57%**
13	1,050	-15,16	0,990	-15,84	**-5,54%**	**4,51%**
14	1,036	-16,04	0,975	-16,81	**-5,93%**	**4,77%**

Fonte: Autor

4.2 Metodologia

A proposta deste trabalho é comparar o desempenho da técnica de controle de potência VSG com o da técnica de controle de potência PQ, do ponto de vista de variações de frequência e tensão frente a distúrbios na rede. Uma vez validado o modelo em software do sistema IEEE-14 Barras, modificações podem ser feitas em sua configuração original para que as análises sejam feitas.

Para testar o comportamento do sistema frente a distúrbios, três cenários (ilustrados pela Figura 27) são analisados:

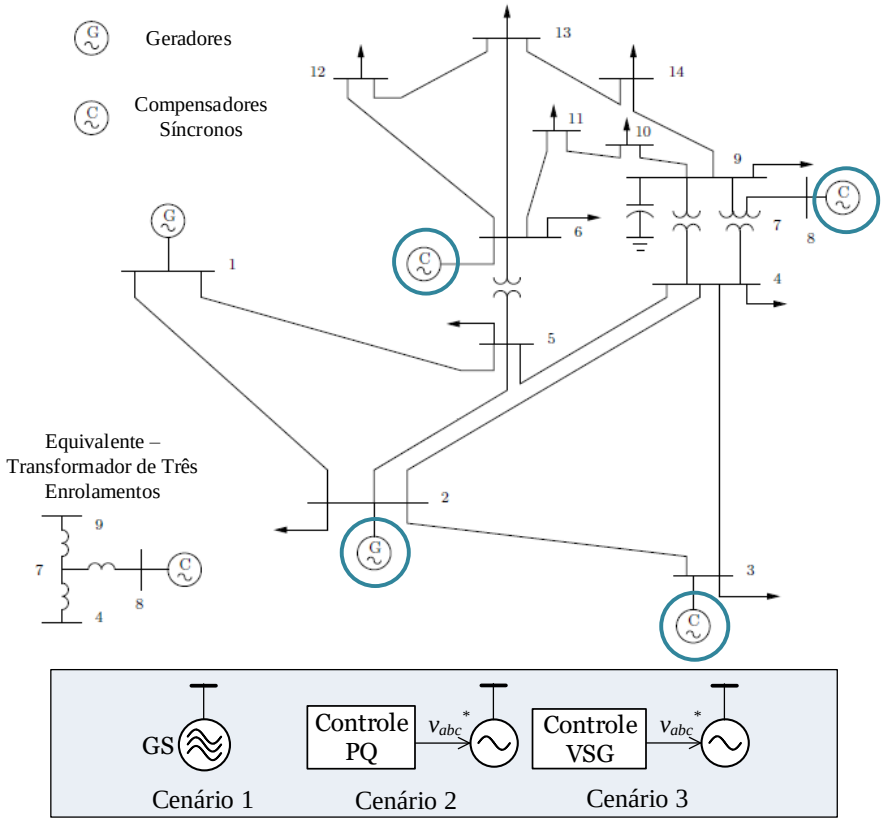
- O cenário original, onde todas as unidades de geração são máquinas síncronas e as unidades de compensação de reativos são compensadores síncronos, conforme descrito por (MILANO, 2010);

- O segundo cenário, onde o gerador síncrono localizado no Barramento 2 é substituído por uma unidade de geração não inercial, enquanto todos os compensadores síncronos são substituídos por STATCOMs. Em simulação, ambos são representados por uma fonte de tensão ideal controlada. Neste cenário, a estratégia utilizada para gerar as tensões de referência é a técnica de controle PQ, e as potências de referência utilizadas são as mesmas obtidas no resultado do fluxo de potência do cenário original.

Os ganhos dos controladores PI foram obtidos de maneira empírica, visando obter uma resposta rápida e, ao mesmo tempo, estável;

- O terceiro cenário, similar ao segundo cenário; entretanto, a estratégia utilizada para gerar as tensões de referência é a técnica de controle VSG. Neste cenário, os parâmetros de máquina virtual utilizados para gerar as equações de cada controlador VSG foram os mesmos parâmetros de cada máquina síncrona substituída.

Figura 27 – Cenários analisados no sistema IEEE-14 Barras. As máquinas circuladas representam as que serão substituídas por unidades não inerciais.



Fonte: Adaptada de (MILANO, 2010)

Os eventos de distúrbios inseridos no sistema, em todos os três cenários, após atingido o regime permanente são os seguintes (escolhidos por serem eventos de maior severidade para o sistema em questão, sem levá-lo à instabilidade (MILANO, 2010)):

- Abertura da linha de transmissão entre as barras 2 e 4 no instante de tempo $t = 90s$,
- Seguida de aumento de carga em 40% em todos os barramentos no instante de tempo $t = 100s$.

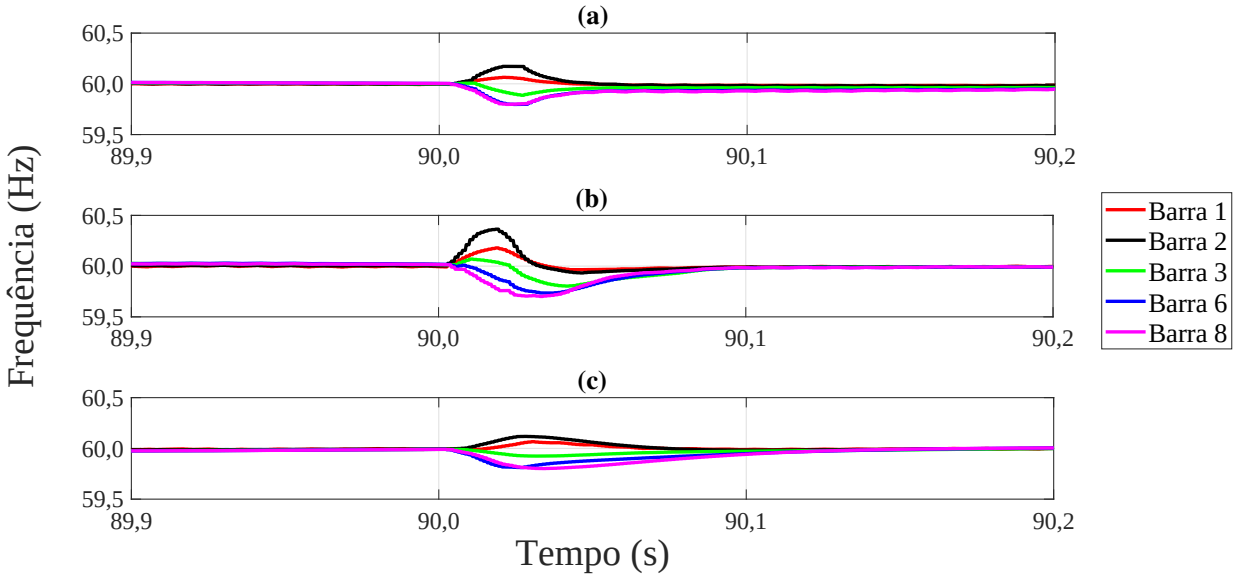
As análises e comparações serão feitas a partir dos resultados de tensão e frequência nos barramentos em que originalmente são conectadas máquinas síncronas: 1, 2, 3, 6 e 8. Esses resultados serão analisados do ponto de vista dos indicadores do ONS definidos no Capítulo 2.

4.3 Resultados

Os resultados obtidos para a abertura de linha de transmissão, do ponto de vista de variação de frequência dos barramentos, podem ser visualizados nas Figuras 28 e 29, enquanto as Figuras 30 e 31 ilustram os resultados obtidos para este evento do ponto de vista de variação de amplitude de tensão.

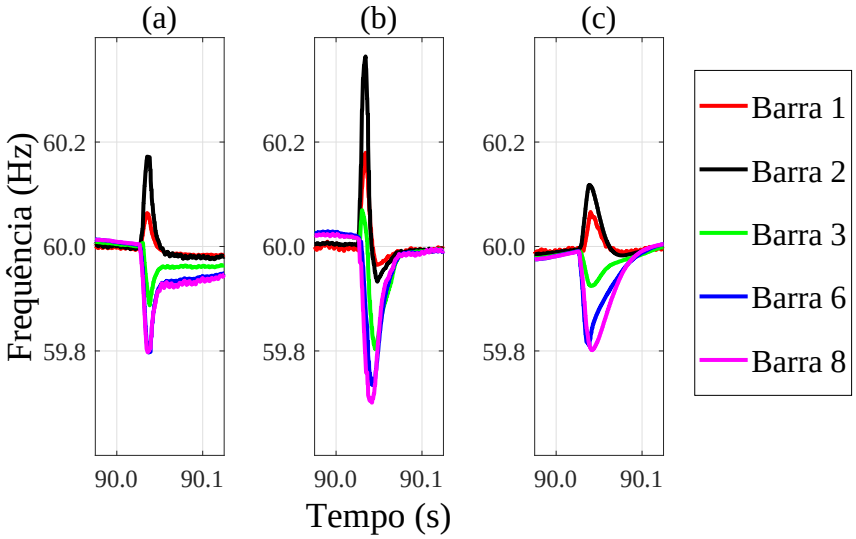
Para o evento de aumento de carga, os resultados obtivos do ponto de vista de variação de frequência dos barramentos podem ser visualizados nas Figuras 32 e 33, enquanto as Figuras 34 e 35 ilustram os resultados obtidos para este evento do ponto de vista de variação de amplitude de tensão.

Figura 28 – Frequência nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG.



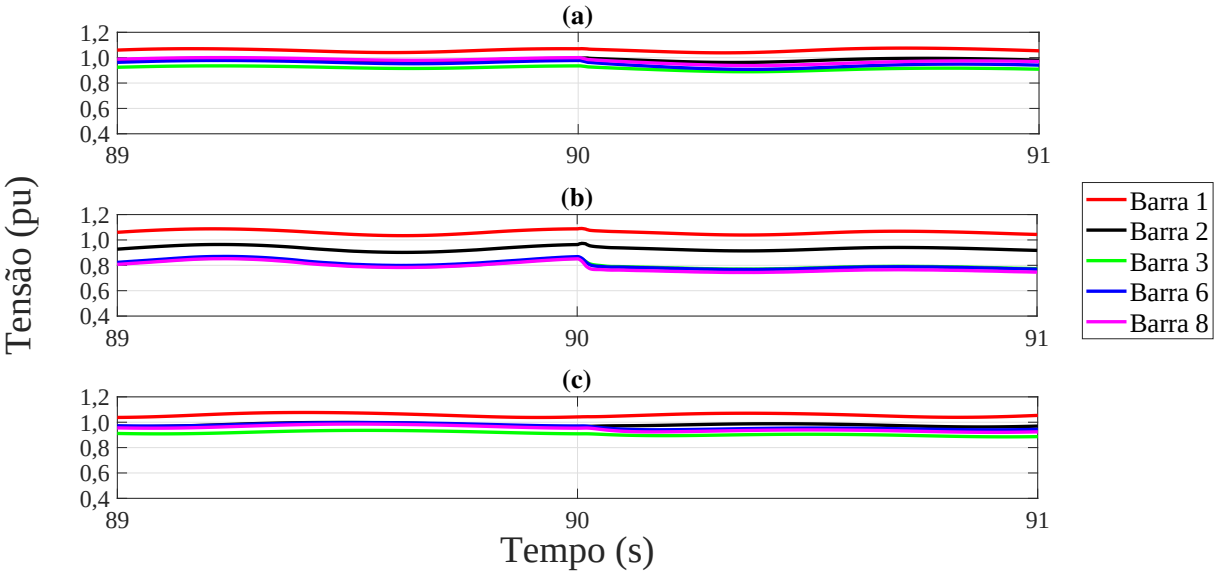
Fonte: Autor

Figura 29 – Frequência nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento.



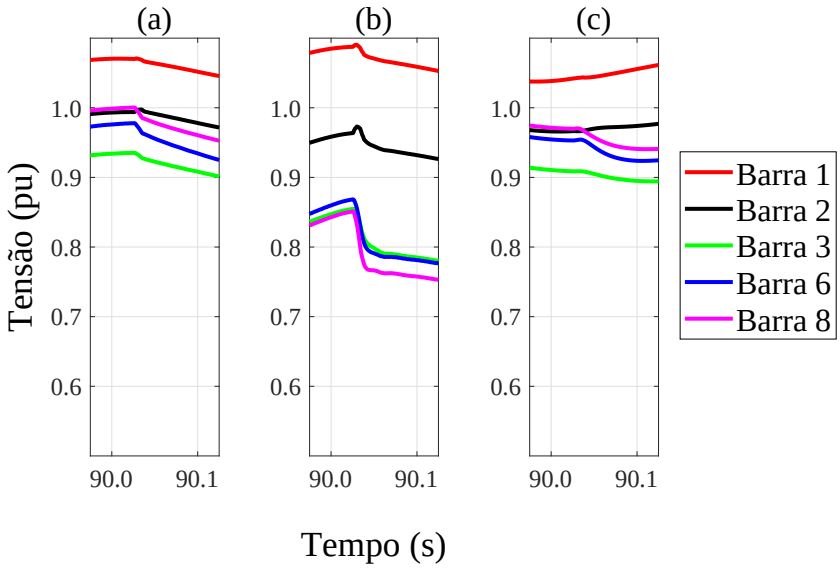
Fonte: Autor

Figura 30 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG.



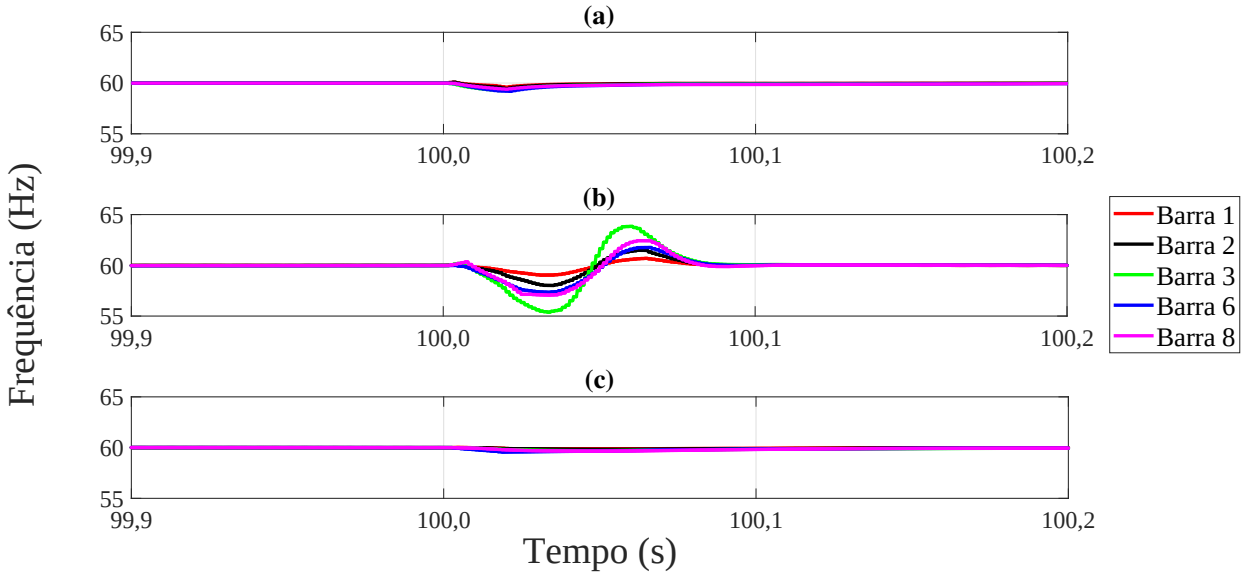
Fonte: Autor

Figura 31 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de abertura de linha de transmissão em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento.



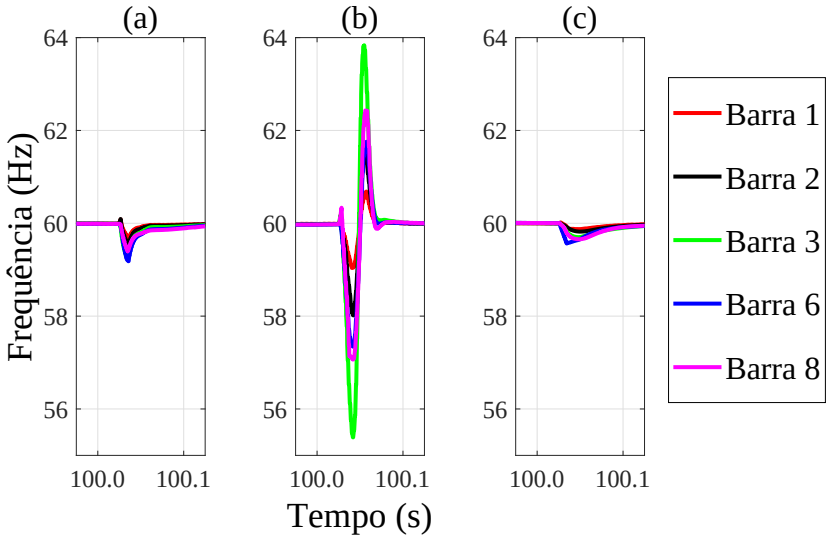
Fonte: Autor

Figura 32 – Frequência nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG.



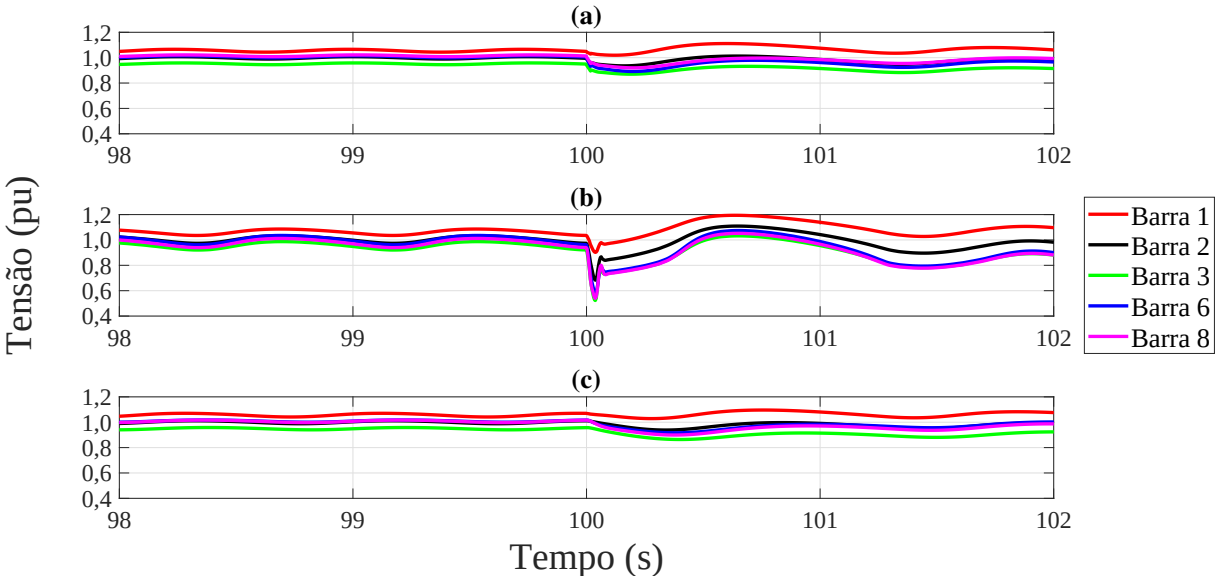
Fonte: Autor

Figura 33 – Frequência nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento.



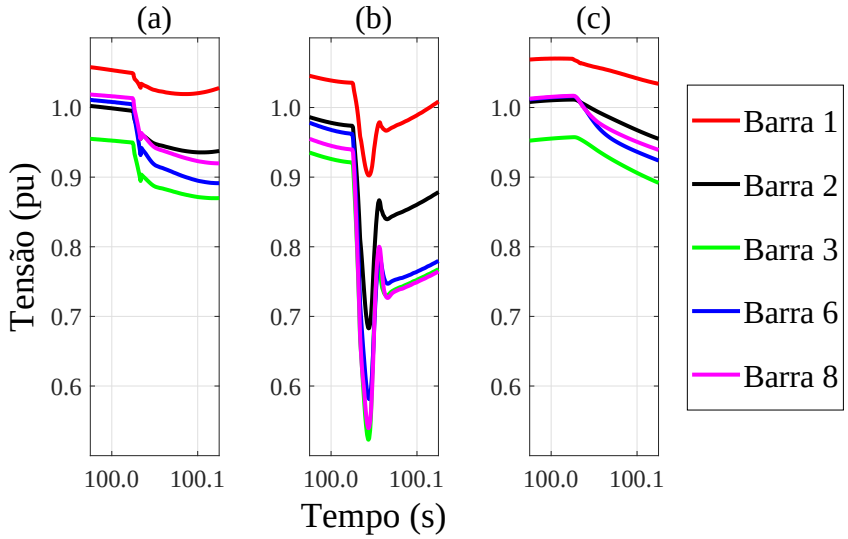
Fonte: Autor

Figura 34 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG.



Fonte: Autor

Figura 35 – Amplitude de tensão nos barramentos durante o evento de aumento de carga em (a) - sistema original, (b) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle PQ, (c) - sistema cujos geradores não inerciais utilizam o controle VSG. Visão detalhada do momento de ocorrência do evento.



Fonte: Autor

Pode-se visualizar na Figura 28 que, tanto antes como depois do evento de abertura de linha, as frequências de todos os barramentos analisados permaneceram na frequência de referência. Com relação aos resultados ilustrados na Figura 30, pode-se observar que, apesar de existirem pequenas oscilações na amplitude de tensão após a ocorrência do evento, as mesmas já existiam antes mesmo da ocorrência da abertura da linha; assim, não se caracterizam como evidência de instabilidade. Dessa forma, conclui-se que o evento não levou o sistema à instabilidade.

Além disso, os resultados para o evento de abertura de linha de transmissão ilustrados nas Figuras 29 e 31 mostram que, tanto do ponto de vista de variação de frequência (mais acentuado: barra 2) quanto de variação de tensão (mais acentuado: barra 8), a estratégia de controle PQ obteve os resultados com maior amplitude, sendo assim os mais danosos. Observa-se, também, que o comportamento da estratégia de controle VSG foi similar ao da configuração original do sistema (composto apenas por máquinas síncronas). Os maiores valores de variação de frequência e a pior VTCD obtida para cada estratégia neste evento podem ser visualizados na Tabela 5. Observa-se que, para este evento, apesar do pior desempenho do cenário com PQ, nenhum intervalo DFD foi atingido em nenhum dos cenários analisados.

A partir da análise do evento de aumento de carga, visualiza-se na Figura 32 que, tanto antes como depois da ocorrência do evento, as frequências de todos os barramentos analisados permaneceram na frequência de referência. Com relação aos resultados ilustrados na Figura 34, pode-se observar que, apesar de existirem oscilações na amplitude de tensão após a ocorrência do evento, as mesmas já existiam antes mesmo do aumento de carga; assim, não se caracterizam como evidência de instabilidade. Dessa forma, conclui-se que o evento não levou o sistema à instabilidade.

Os resultados obtidos nas Figuras 33 e 35 mostram que, tanto do ponto de vista de variação de frequência (mais acentuado: barra 3) quanto de variação de tensão (mais acentuado: barra 3), a estratégia de controle PQ obteve os resultados com maior amplitude, sendo assim os mais danosos, sendo esses resultados mais expressivos que os obtidos na situação de abertura de linha. Observa-se, também, que o comportamento da estratégia de controle VSG foi similar ao da configuração original do sistema (composto apenas por máquinas síncronas), obtendo inclusive uma relativa melhora com relação ao caso base.

Tabela 5 – Variação de frequência e VTCD obtidos no evento de abertura de LT

	Variação de frequência (Hz)	VTCD (pu)	Intervalo DFD atingido
MS	0.20	0.90	-
PQ	0.36	0.76	-
VSG	0.20	0.89	-

Fonte: Autor

Esse resultado coloca em evidência que, caso necessário, os parâmetros da estratégia VSG podem ser ajustados para atender comportamentos dinâmicos desejados em determinadas situações. Assim, a dinâmica do sistema se torna flexível.

Os maiores valores de variação de frequência e a pior VTCD obtida para cada estratégia no evento de aumento de carga podem ser visualizados na Tabela 6. Nota-se que, para este evento, o cenário composto por máquinas síncronas atingiu apenas um dos intervalos de DFD - o intervalo 5 (definido na Tabela 1). Enquanto o cenário composto por VSG não atingiu nenhum dos intervalos, o composto por PQ atingiu 7 dos 8 intervalos listados na Tabela 1, evidenciando assim o potencial danoso desta configuração em eventos deste tipo.

Tabela 6 – Variação de frequência e VTCD obtidos no evento de aumento de carga

	Variação de frequência (Hz)	VTCD (pu)	Intervalo DFD atingido
MS	0.91	0.90	5
PQ	8.44	0.52	Todos, exceto o 1
VSG	0.46	0.90	-

Fonte: Autor

5 Conclusão e Trabalhos Futuros

Neste trabalho, analisou-se a estrutura de sistemas elétricos de potência e a evolução que essa estrutura têm passado com o desenvolvimento da eletrônica de potência e com o aumento de incentivos para geração de energia por fontes não convencionais, tais como paineis fotovoltaicos. Discorreu-se sobre parâmetros que podem influenciar a estabilidade de um SEP e como o aumento percentual de fontes de geração não inercial pode afetar o sistema desse ponto de vista. Foi sugerido, então, o uso da estratégia de controle VSG como uma alternativa à estratégia convencional de controle PQ, com a ideia de que uma inércia virtual pode contribuir com a estabilidade de tensão e de frequência de um sistema elétrico de potência.

Dessa forma, foi proposta a análise do comportamento de um sistema em malha conhecido (o IEEE-14 Barras) frente a distúrbios na rede (abertura de linha de transmissão e aumento de carga) em três diferentes cenários simulados em *software*: o primeiro, em que o sistema está em sua configuração original; o segundo, em que algumas unidades de geração e compensação de reativos são substituídas por inversores conectados à rede, controlados pela estratégia de controle PQ; e o terceiro cenário, similar ao segundo, mas utlizando a estratégia de controle VSG para gerar as tensões de referência dos inversores de interface. Neste ponto, destaca-se que, em trabalhos futuros, deve-se buscar a obtenção dos ganhos dos controladores PI utilizados na estratégia PQ a partir de métodos de sintonia de controladores. Similarmente, os ganhos dos sistemas de regulação de velocidade, utilizados tanto no primeiro quanto no terceiro cenário, devem ser obtidos a partir de uma metologia própria, para que a comparação entre os desempenhos dos métodos utilizados seja mais adequada.

Os resultados obtidos para frequência e tensão nos três cenários, nos momentos em que as perturbações foram realizadas, mostraram que, em ambos os distúrbios analisados, a estratégia de controle PQ apresentou os piores desempenhos, do ponto de vista de variação de tensão e frequência, podendo, inclusive, em um horizonte anual, resultar em indicadores que desrespeitam os limites indicados pelo ONS, tais como descritos no Capítulo 2. Isso se deve ao fato de que o compromisso dessa estratégia está em fornecer na saída do inversor a potência de referência (ativa ou reativa) requerida de maneira instantânea. Dessa forma, os outros parâmetros envolvidos, tais como tensão em frequência, assumem os valores que sejam necessários para que as potências de referência sejam atingidas. As máquinas síncronas, por um outro lado, apresentam uma inércia intrínseca e, por isso, a variação da potência fornecida é naturalmente amortecida, de forma que as variações de frequência e tensão frente a um distúrbio não serão tão bruscas na ocorrência de algum distúrbio.

Os geradores síncronos virtuais são desenvolvidos, nesse contexto, como uma estratégia de controle de potência para inversores de interface que permite emular o comportamento de uma máquina síncrona, resultado comprovado pela similaridade das respostas obtidas em simulação para o primeiro e o terceiro cenário. Destaca-se, entretanto, que devido à virtualidade da inércia inserida, os parâmetros do VSG são ajustáveis (diferentemente do caso de uma máquina síncrona, em que os parâmetros são intrínsecos à estrutura física do elemento). Neste ponto, aponta-se o estudo do desenvolvimento de geradores virtuais com características mecânicas e elétricas adaptativas utilizando estratégias de controle para modificação em tempo real de parâmetros do VSG, como um possível trabalho futuro. Nesse caso, o desempenho do conversor poderia sempre ser levado ao ponto desejado sob diferentes condições do sistema.

Entende-se, finalmente, que a maior contribuição deste trabalho diz respeito à verificação e confirmação do desempenho satisfatório e da viabilidade da estratégia de controle VSG para inversores de interface conectados a sistemas em malha, que apresentam uma maior complexidade de relação entre seus componentes.

Referências

ATAJI, A. B. et al. A new robust decoupled control of the stator active and reactive currents for grid-connected doubly-fed induction generators. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 3, p. 179, 2016. Citado na página 40.

BALIJEPALLI, V. M. et al. Virtual synchronous generators as potential solution for electricity grid compliance studies. In: IEEE. *Region 10 Conference (TENCON), 2016 IEEE*. [S.l.], 2016. p. 718–722. Citado na página 41.

BECK, H.-P.; HESSE, R. Virtual synchronous machine. In: IEEE. *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on*. [S.l.], 2007. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 41.

BEVRANI, H.; ISE, T.; MIURA, Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 54, p. 244–254, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 41.

CARLETTI, D. *Desenvolvimento e Aplicação de um Gerador Síncrono Virtual para o Controle de Inversores na Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Espírito Santo, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Vitória, 2015. Citado 3 vezes nas páginas 28, 30 e 42.

CARLETTI, D. et al. Estratégias de controle inercial para conversores de potência: Aplicações e tendências. In: *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE)*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 30.

CARLETTI, D.; FARDIN, J. F.; AO, L. F. E. Desenvolvimento de um gerador síncrono virtual. In: *IEEE/IAS International Conference on In-dustry Applications*. [S.l.: s.n.], 2014. Citado na página 33.

DIXON, J. et al. Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 93, n. 12, p. 2144–2164, 2005. Citado 5 vezes nas páginas 21, 33, 34, 35 e 36.

ENEL inicia operação no Brasil dos dois maiores parques solares da América do Sul. 2017. Disponível em: <https://www.enel.com.br/pr/midia/press/d201709-enel-inicia-operacao-no-brasil-dos-dois-maiores-parques-solares-da-america-do-sul.html>. Citado na página 19.

FU, M. et al. *The P-Q decoupling control and simulation of the DFIG wind power generation system*. 2015. 561-565 p. Citado na página 41.

GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3420–3428, 2013. Citado na página 19.

HAGIWARA, M.; MAEDA, R.; AKAGI, H. Control and analysis of the modular multilevel cascade converter based on double-star chopper-cells (mmcc-dscc). *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 26, n. 6, p. 1649–1658, 2011. Citado na página 40.

HORTA, R.; ESPINOSA, J.; PATIÑO, J. Frequency and voltage control of a power system with information about grid topology. In: IEEE. *Automatic Control (CCAC), 2015 IEEE 2nd Colombian Conference on*. [S.l.], 2015. p. 1–6. Citado na página 19.

JENKINS, N. Impact of dispersed generation on power systems. *Electra*, v. 199, p. 6–13, 2001. Citado na página 20.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005. Citado na página 25.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7. Citado 4 vezes nas páginas 25, 28, 31 e 37.

LEE, D. et al. Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *Energy development and power generation committee of power engineering society*, 2016. Citado na página 31.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. *Power System Dynamics: Stability and Control*. [S.l.]: Wiley, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.

MENG, J. et al. A virtual synchronous generator control strategy for distributed generation. In: IEEE. *Electricity Distribution (CICED), 2014 China International Conference on*. [S.l.], 2014. p. 495–498. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 41.

MILANO, F. *Power system modelling and scripting*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2010. Citado 16 vezes nas páginas 24, 26, 27, 28, 31, 32, 33, 43, 44, 47, 53, 54, 69, 70, 72 e 73.

ONS. Submódulo 2.8 "gerência dos indicadores de desempenho da rede básica". *Procedimentos de Rede*, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

REZA, M. et al. Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*. [S.l.], 2004. p. 2150–2155. Citado na página 19.

STEVENSON, W. D. Elements of power system analysis. McGraw-Hill, 1975. Citado na página 26.

TAMAYO, D. C. L.; BURGOS, P. A. N.; LEZAMA, J. M. L. Optimal location and sizing of distributed generation: a review of the state of the art. *REVISTA POLITÉCNICA*, v. 11, n. 20, p. 99–110, 2015. Citado na página 19.

VAN, T. V. et al. Virtual synchronous generator: An element of future grids. In: IEEE. *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*. [S.l.], 2010. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 41.

WASHINGTON, U. of. *Power Systems Test Case Archive - 14 Bus Power Flow Test Case*. 2017. <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm>. Acessado em: 20-11-2017. Citado 3 vezes nas páginas 23, 44 e 51.

WESENBEECK, M. V. et al. Grid tied converter with virtual kinetic storage. In: IEEE. *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. [S.l.], 2009. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 41.

ZHANG, C.-H. et al. An improved synchronverter model and its dynamic behaviour comparison with synchronous generator. IET, 2013. Citado na página 33.

Apêndices

APÊNDICE A – Produção Científica

Durante a realização deste trabalho, os seguintes artigos foram aprovados, apresentados e publicados.

Autoria própria:

1. BROEDEL, D. C.; RODRIGUES, P. T. ; CARLETTI, D. ; SOUZA, S. A. ; ENCARNACAO, L. F. . *Analysis of the Virtual Inertia Interface Power Control Contribution in a Power System.* In: 10th Seminar on Power Electronics and Control, 2017, Santa Maria. 10th Seminar on Power Electronics and Control, 2017.

Co-autoria:

1. RODRIGUES, P. T. ; CARLETTI, D. ; BROEDEL, D. C. ; SOUZA, S. A. ; ENCARNACAO, L. F. . *A Large-Scale Virtual Synchronous Machine for Grid Stability Support.* In: 10th Seminar on Power Electronics and Control, 2017, Santa Maria. 10th Seminar on Power Electronics and Control, 2017.

2. RODRIGUES, P. T. ; CARLETTI, D. ; BROEDEL, D. C. ; SOUZA, S. A. ; ENCARNACAO, L. F. . *Analysis of the Contribution for Stability of a Virtual Synchronous Machine of Large Scale.* In: Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2017, Porto Alegre. Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, 2017.

3. CARLETTI, D. ; BROEDEL, D. C. ; RODRIGUES, P. T. ; SOUZA, S. A. ; FARDIN, J. F. ; ENCARNACAO, L. F. . *Análise de um Controle de Parâmetros Adaptativos para um Gerador Síncrono Virtual.* In: Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017, Curitiba. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017.

4. CARLETTI, D. ; BROEDEL, D. C. ; RODRIGUES, P. T. ; SOUZA, S. A. ; FARDIN, J. F. ; ENCARNACAO, L. F. . *Estratégias de Controle Inercial para Conversores de Potência: Aplicações e Tendências.* In: Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017, Curitiba. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017.

Anexos

ANEXO A – Dados do Sistema IEEE-14 Barras

As páginas seguintes contém as tabelas com os dados gerais utilizados para a modelagem do sistema IEEE-14 Barras (MILANO, 2010):

- Os dados de cargas do sistema, modeladas como do tipo PQ constante, apresentam seus dados explicitados na Tabela A.1;
- As linhas de transmissão do IEEE-14 Barras têm seus dados explicitados na Tabela A.2;
- Todos os parâmetros das máquinas síncronas presentes no IEEE-14 Barras estão presentes na Tabela A.3;
- Cada máquina síncrona presente no sistema estudado apresenta um sistema de excitação próprio, cujos dados estão presentes na Tabela A.4;
- A única máquina do sistema que conta com o auxílio de um sistema do tipo PSS é a máquina presente na Barra 1. Os parâmetros utilizados para esse sistema estão presentes na Tabela A.5.

Tabela A.1 – Dados de carga do sistema

Barra #	Tensão de Base kV	p_L pu	q_L pu	b_{sh} pu
1	69.0	-	-	-
2	69.0	0.217	0.127	-
3	69.0	0.942	0.19	-
4	69.0	0.478	-0.039	-
5	69.0	0.076	0.016	-
6	13.8	0.112	0.075	-
7	13.8	-	-	-
8	18.0	-	-	-
9	13.8	0.295	0.166	0.19
10	13.8	0.09	0.058	-
11	13.8	0.035	0.018	-
12	13.8	0.061	0.016	-
13	13.8	0.135	0.058	-
14	13.8	0.149	0.05	-

Fonte: (MILANO, 2010)

Tabela A.2 – Dados de Linha de Transmissão e Transformadores

Da barra #	**Para a barra** #	**Tipo**	r_L pu	x_L pu	$b_{L,h} = b_{L,k}$ pu	**m** pu/pu
1	2	Linha	0.01938	0.05917	0.0528	-
1	5	Linha	0.05403	0.22304	0.0492	-
2	3	Linha	0.04699	0.19797	0.0438	-
2	4	Linha	0.05811	0.17632	0.0374	-
2	5	Linha	0.05695	0.17388	0.034	-
3	4	Linha	0.06701	0.17103	0.0346	-
4	5	Linha	0.01335	0.04211	0.0128	-
4	7	Transf.	0	0.20912	0	0.978
4	9	Transf.	0	0.55618	0	0.969
5	6	Transf.	0	0.25202	0	0.932
6	11	Linha	0.09498	0.19890	0	-
6	12	Linha	0.12291	0.25581	0	-
6	13	Linha	0.06615	0.13027	0	-
7	8	Transf.	0	0.17615	0	1.0
7	9	Linha	0	0.11001	0	-
9	10	Linha	0.03181	0.08450	0	-
9	14	Linha	0.12711	0.27038	0	-
10	11	Linha	0.08205	0.19207	0	-
12	13	Linha	0.22092	0.19988	0	-
13	14	Linha	0.17093	0.34802	0	-

Tabela A.3 – Dados das máquinas síncronas

Param.	**Unid.**	**M1**	**M2**	**M3**	**M4**	**M5**
Barra	#	1	2	3	6	8
S_n	MVA	615	60	60	25	25
x_l	pu	0.2396	0	0	0.134	0.134
r_a	pu	0	0.0031	0.0031	0.0041	0.0041
x_q	pu	0.646	0.98	0.98	1.22	1.22
$x_q^{'}$	pu	0.646	0.36	0.36	0.715	0.715
$x_q^{''}$	pu	0.4	0.13	0.13	0.12	0.12
$T_{q0}^{'}$	s	0	0.3	0.3	1.5	1.5
$T_{q0}^{''}$	s	0.033	0.099	0.099	0.21	0.21
x_d	pu	0.8979	1.05	1.05	1.25	1.25
$x_d^{'}$	pu	0.2995	0.185	0.185	0.232	0.232
$x_d^{''}$	pu	0.23	0.13	0.13	0.12	0.12
$T_{d0}^{'}$	s	7.4	6.1	6.1	4.75	4.75
$T_{d0}^{''}$	s	0.03	0.04	0.04	0.06	0.06
D	pu	2	2	2	2	2
H	MWs/MVA	5.148	6.54	6.54	5.06	5.06

Fonte: (MILANO, 2010)

Tabela A.4 – Dados do sistema de excitação

Param.	**Unidade**	**AVR1**	**AVR2**	**AVR3**	**AVR4**	**AVR5**
Máquina	#	1	2	3	4	5
v_r^{max}	pu	9.9	2.05	1.7	2.2	2.2
v_r^{min}	pu	0	0	0	1	1
K_a	pu/pu	200	20	20	20	20
T_a	s	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02
T_e	s	0.19	1.98	1.98	0.7	0.7
K_f	s pu/pu	0.0012	0.001	0.001	0.001	0.001
T_f	s	1	1	1	1	1
V_{ref}	pu	1.06	1.045	1.01	1.07	1.09

Fonte: (MILANO, 2010)

Tabela A.5 – Parâmetros do PSS - Usado com o Regulador de Tensão na Barra 1

#	K_w pu/pu	T_w s	T_1 s	T_2 s	T_3 s	T_4 s	v_s^{max} pu	v_s^{min} pu
1	5	10	0.28	0.02	0.28	0.02	0.1	-0.1

Fonte: (MILANO, 2010)