

Sistema de Potência com Central Geradora Fotovoltaica: Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações e Projeto de Controle

Gislane S. de Oliveira* Aguinaldo S. e Silva**

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, SC, (e-mail: gisllaneoliveira@gmail.com).

** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, SC, (e-mail: aguinaldo.s.silva@ufsc.br)

Abstract: In this paper the dynamic performance of an Electric Power System (EPS) under several levels of penetration of Utility-scale Solar Photovoltaic generation is discussed. Furthermore, control strategies are proposed, based on the optimization of performance indexes and pole placement control, which can mitigate the impact of UFV on the damping of the system electromechanical oscillations.

Resumo: Neste artigo será discutido o desempenho dinâmico de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) sob alguns níveis de penetração de geração de uma Central Geradora Fotovoltaica (UFV). Além disso, são propostas estratégias de controle, baseadas na otimização de índices de desempenho e no controle por posicionamento de polos, que possam mitigar o impacto da UFV no amortecimento de oscilações eletromecânicas do sistema.

Keywords: Utility-scale Solar Photovoltaic Power Plants; Small-signal Stability; Damping; POD Controller.

Palavras-chaves: Central Geradora Fotovoltaica; Estabilidade a Pequenas Perturbações; Amortecimento; Controlador POD.

1. INTRODUÇÃO

O crescimento da penetração de fontes de energia renováveis e variáveis – como a irradiação solar – na matriz elétrica está transformando os sistemas de energia em todo o mundo. Atualmente, no Brasil, as Centrais Geradoras Fotovoltaicas (UFVs) já representam cerca de 2,1% de participação na geração de energia elétrica nacional e tem expectativa de alto crescimento até 2029 (MME, 2020). Esta participação, já considerada significativa, gera a necessidade de estudos sobre os impactos causados pela inserção desta geração ao sistema interligado, visto que o mesmo foi projetado com base nos geradores síncronos - máquinas com características distintas dos geradores fotovoltaicos e inversores.

Por conta da natureza variável das UFVs, deve-se ainda investigar os impactos para diferentes graus de penetração da UFV em sistema interligado. Casos de alta penetração de UFV, por exemplo, podem acarretar em eventos de sobretensão do sistema e redução da qualidade da energia (Rakhshani et al., 2019). Além disso, a falta de resposta inercial da UFV reduz a inércia equivalente do sistema e aumenta os desvios de frequência, o que pode ocasionar cortes indesejáveis de cargas (Remon et al., 2017).

Parente (2018) verificou a existência de um limite de geração para as usinas eólicas e fotovoltaicas, de forma que a estabilidade transitória do SEP seja mantida. Em Hauser (2019), o aumento da penetração da UFV - simultaneamente ao desligamento de usinas térmicas - reduziu

o amortecimento do sistema, em especial do modo de oscilação interárea, o que também é notado nos estudos de Shah et al. (2013); Quintero et al. (2014); Eftekhari et al. (2013).

Com o objetivo de reduzir o impacto no amortecimento do modo interárea em um sistema teste, Shah et al. (2013) propõem a adição de um controlador POD (Power Oscillation Damping) à UFV. Um POD pode ser usado para amortecer as oscilações do sistema via injeção de potência ativa ou reativa extra.

Neste artigo é investigada a influência da UFV na estabilidade à pequenas perturbações de um sistema teste sob vários níveis de penetração da geração fotovoltaica - representada pelo modelo dinâmico de UFV da WECC (Western Electricity Coordinating Council (WECC, 2014) - para corroborar os estudos já realizados e encontrados na literatura, somado à implementação de estratégias de controles capazes de fornecer amortecimento extra ao sistema.

Este artigo está estruturado da seguinte forma: A Seção 2 é uma breve revisão sobre estabilidade a pequenas perturbações. A Seção 3 aborda detalhes do modelo da UFV utilizado nesta pesquisa. A Seção 4 apresenta as metodologias de projeto de controle propostos neste artigo. Os resultados e discussões são abordados na Seção 4. Por fim, as conclusões são apresentadas na Seção 6.

2. ESTABILIDADE A PEQUENAS PERTURBAÇÕES

Estabilidade a pequenas perturbações é a capacidade do SEP de manter o sincronismo quando submetido a pequenos distúrbios, como pequenas variações de carga e geração. O distúrbio é considerado suficientemente pequeno quando as equações que descrevem a resposta do sistema podem ser linearizadas. A instabilidade pode ser resultado do crescente aumento do ângulo do rotor, devido à falta de torque de sincronização, ou do aumento crescente da amplitude das oscilações do rotor, devido à falta de torque de amortecimento (Kundur, 1994).

2.1 Análise modal

O comportamento dinâmico de um SEP é expresso em equações diferenciais e algébricas não-lineares. Estas equações são linearizadas em torno de um ponto de equilíbrio. Eliminando-se as variáveis algébricas, tem-se a representação do sistema em espaço de estados:

$$\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \quad (1)$$

$$y = C\Delta x + D\Delta u \quad (2)$$

onde x , u e y são, respectivamente, os vetores das variáveis de estados e das variáveis de entrada e de saída do sistema.

A linearização permite o cálculo dos autovalores do sistema, associados aos modos eletromecânicos, dados por:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega \quad (3)$$

Fatores de participação Caso todos os autovalores da matriz A sejam distintos, para cada λ_i há um autovetor à direita, v_i , e um à esquerda, w_i . O produto entre os autovetores à direita e os autovetores à esquerda da matriz A é chamado de fator de participação p_{ki} , que mede a contribuição do k -ésimo estado no i -ésimo modo e vice-versa.

$$p_{ki} = \frac{|v_{ki}| \cdot |w_{ki}|}{\sum_{k=1}^n |v_{ki}| \cdot |w_{ki}|} \quad (4)$$

Índice de Controlabilidade e índice de observabilidade Os índices de controlabilidade são utilizados para determinar a melhor localização de controlador. Enquanto os índices de observabilidade ajudam a definir qual melhor sinal suplementar para o sistema, que seria o sinal de entrada do controlador.

Pode-se calcular os índices desejados por:

$$\sum_{i=1}^n \frac{Cv_i w_i B}{s - \lambda_i} \quad (5)$$

onde $Cv_i w_i B$ é a chamada matriz de resíduos, cujos termos Cv_i e $w_i B$ são as matrizes modais de observabilidade e controlabilidade, respectivamente. A partir destas matrizes, compostas pelos índices de observabilidade e controlabilidade, pode-se verificar qual o estado possui maior influência na observabilidade e na controlabilidade de cada modo.

2.2 Influência da UFV nos modos eletromecânicos

De acordo com Shah et al. (2013); Quintero et al. (2014); Eftekharnajad et al. (2013); CIRED (2018) os modos eletromecânicos de oscilação de um sistema não são afetados diretamente pela UFV inserida ali - os fatores de participação relacionados à UFV são baixos -, porém o alto nível de penetração da geração fotovoltaica altera indiretamente o amortecimento destes modos devido aos seguintes fatores:

- Redespacho de máquinas síncronas equipadas com PSS para acomodar as UFVs - a permanência de algum gerador pode ser necessária para assegurar a estabilidade do sistema;
- Alteração dos fluxos em linhas de transmissão, o que afeta o torque sincronizante das máquinas;
- Interação entre os controles do inversor e o torque de amortecimento de grandes máquinas síncronas próximas;
- Diferenças físicas entre geradores síncronos e geradores fotovoltaicos.

3. CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA

Uma UFV é conectada à rede de transmissão via inversores, que controlam a geração e convertem a corrente contínua (CC), produzida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA) a ser injetada na rede. Uma planta fotovoltaica pode ter desde um único inversor, que controlará toda a geração, até um inversor para cada módulo fotovoltaico ou *string*, comandados geralmente por um controlador central, que facilita a operação da planta como um único grande gerador (Hauser, 2019).

3.1 Modelo dinâmico

Uma visão geral do modelo dinâmico de UFV da WECC pode ser observada na Figura 1. O mesmo é apresentado em WECC (2014) e sua modelagem é detalhada em Muljadi et al. (2014). Existem três módulos principais neste modelo: o nível mais alto de controle está no módulo REPC, que emula o controlador central da planta UFV; o REEC, representa os controles elétricos do inversor; e o módulo que representa o inversor, REGC. O módulo $dq/\alpha\beta$ de transformação de coordenadas girantes para estacionárias foi acrescentado para que a UFV esteja em sincronismo com a modelagem da rede.

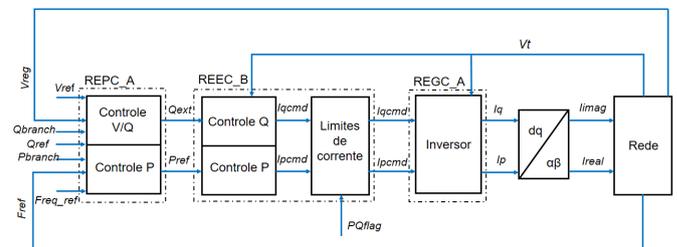


Figura 1. Esquema geral de controle do modelo WECC.

3.2 REPC_A

O módulo REPC_A está associado ao controlador central da UFV, que coordena todos os inversores dentro da usina

a partir de sinais de referência de tensão, potência e frequência. São controles auxiliares aos do inversor, para que os requisitos solicitados pelo operador do sistema sejam cumpridos. Neste módulo é implementado o controle remoto de tensão e potência reativa (Q), e o controle de potência ativa (P) e frequência, em destaque na Figura 2 pela linha roxa tracejada e pela linha verde, respectivamente.

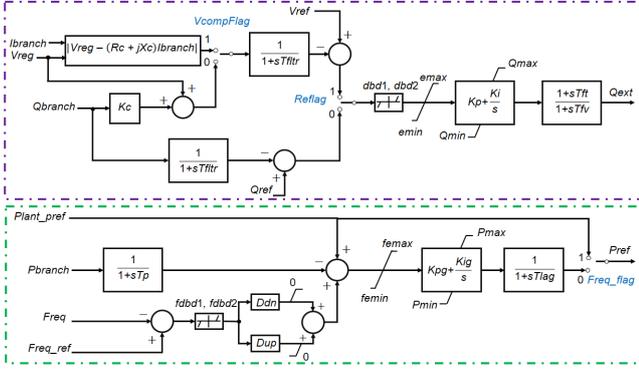


Figura 2. REPC_A.

3.3 REEC_B

O módulo REEC_B, na Figura 3, emula os controles internos dos inversores. Este módulo fornece os comandos de corrente ativa (I_{pcmd}) e reativa (I_{qcmd}) para o módulo REGC. Além disso, é realizado o cálculo dos limites de corrente de acordo com a limitação do inversor e o suporte de reativos pela injeção de corrente adicional I_{qinj} , em destaque em laranja na Figura 3.

A partir da escolha das *flags*, é possível configurar o modo de controle de corrente reativa que será utilizado pelo usuário: tensão; fator de potência constante; e potência reativa constante.

O controle de corrente ativa é realizado a partir de uma referência P_{ref} , proveniente do módulo REPC, e está em destaque em rosa na Figura 3.

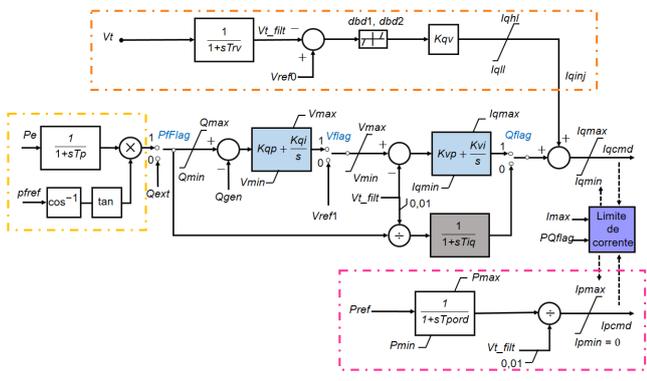


Figura 3. REEC_B.

3.4 REGC_A

O módulo REGC_A, mostrado na Figura 4, representa o inversor, cujas entradas são os comandos I_{pcmd} e I_{qcmd} .

Estes comandos passam pelo bloco que representa o regulador de corrente e pelos blocos de gerenciamento de sobretensão e subtensão.

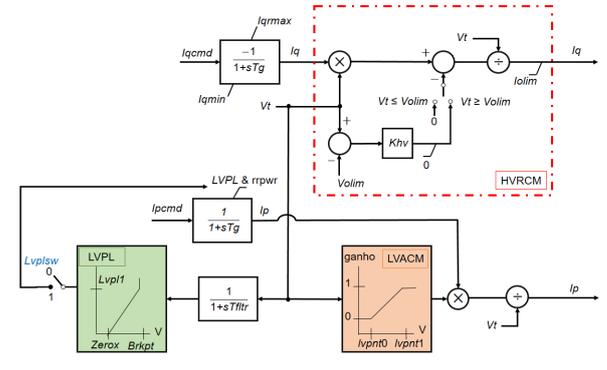


Figura 4. REGC_A.

4. MÉTODOS DE PROJETO DE CONTROLE

4.1 Otimização não-suave e não-convexa

A permanência dos autovalores do sistema no semiplano esquerdo complexo assegura a estabilidade deste sistema. Entretanto, para matrizes reais, esta restrição é não-convexa. Além disso, a existência de pares complexos conjugados ou reais de autovalores caracteriza a não-suavidade do problema (Burke et al., 2006).

Para o projeto baseado em otimização, foi utilizada a ferramenta HIFOO, cujas funções objetivo são definidas por índices de desempenho do sistema e suas devidas restrições. A otimização do problema pode ser representado pela 6:

$$\min_{j=1, \dots, N} \max F_j(M) \quad (6)$$

s.a. $M \in \Omega$

onde N é o número de plantas a ser estabilizada e Ω é o espaço de busca (Gumussoy et al., 2009; Dill and Silva, 2013).

Minimização da abscissa espectral. A abscissa espectral γ é a maior parte real dentro do conjunto de autovalores Λ de uma matriz A , definida na Equação 7 (Burke et al., 2006).

$$\gamma(A_{mf}) = \max \{Re\lambda : \lambda \in \Lambda(A_{mf})\} \quad (7)$$

onde A_{mf} resultante da planta em malha fechada com o controlador.

Como a parte real dos autovalores da matriz A está diretamente ligada à estabilidade do sistema, este controle tem como objetivo minimizar a abscissa espectral da planta em malha fechada, deixando os polos do sistema mais à esquerda possível do eixo imaginário (Dotta, 2009; Gumussoy et al., 2009).

O problema de otimização utilizando a abscissa espectral é dado pela equação:

$$\min \max_{j=1, \dots, N} F_j(M) = \gamma(A_{mf}) \quad (8)$$

s.a. $M \in \Omega$

Minimização da norma H_∞ . Em um sistema SISO a norma H_∞ representa o ganho de maior magnitude que um sinal de entrada de perturbação w pode ter na saída de desempenho v - o pico de magnitude no diagrama de Bode -, apresentados na Figura 5. Em um sistema MIMO, a norma H_∞ representa o maior valor singular $\bar{\sigma}$ da função de transferência $G_{wv}(s)$, definida na 9 (Zhou et al., 1996; Pal and Chaudhuri, 2005):

$$G_{wv}(s) = \frac{v(s)}{w(s)} = (C_{mf}(sI - A_{mf})^{-1}B_{mf} + D_{mf}) \quad (9)$$

onde são consideradas k diferentes frequências e as matrizes A_{mf} , B_{mf} , C_{mf} e D_{mf} são as matrizes do sistema em malha fechada.

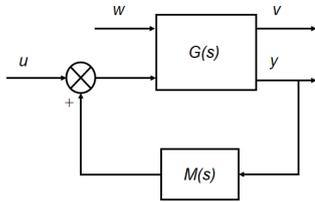


Figura 5. Sistema em malha fechada.

Uma estimativa para a norma H_∞ é dada por:

$$\|G_{wv}(s)\|_\infty = \max_{i \leq k \leq n} \bar{\sigma}\{G(j\omega_k)\} \quad (10)$$

Deste modo, para o sistema em malha fechada a estimativa da norma H_∞ é definida pela equação:

$$\|G_{wv}(s)\|_\infty = \max_{i \leq k \leq n} \bar{\sigma}\{C_{mf}(sI - A_{mf})B_{mf} + D_{mf}\} \quad (11)$$

O problema de otimização utilizando a norma H_∞ é dado pela equação:

$$\min \max_{j=1, \dots, N} F_j(M) = \|G_{wv}(s)\|_\infty \quad (12)$$

s.a. $M \in \Omega$

4.2 Posicionamento de polos

Os modos eletromecânicos pouco amortecidos ou instáveis podem ser realocados a partir de técnicas de posicionamento de polos. Uma destas técnicas, desenvolvida por Elangovan and Lim (1987) e adaptada por Aramayo (1992), consiste na alocação pontual dos polos a partir da matriz jacobiana aumentada do sistema. No entanto, para este trabalho, foi considerado como critério de convergência o amortecimento mínimo de 10% na estratégia de controle coordenado e o uso da matriz de estados do sistema.

Com a linearização do sistema, obtêm-se as matrizes A , B , C e D , e a função de transferência é:

$$G(s) = C(sI - A)^{-1}B + D \quad (13)$$

Caso seja adicionado um controle dinâmico realimentando o sistema, a Figura 6, tem-se como função de transferência do sistema em malha fechada é:

$$\frac{Y(s)}{R(s)} = \frac{G(s)}{1 - G(s)M(s)} \quad (14)$$

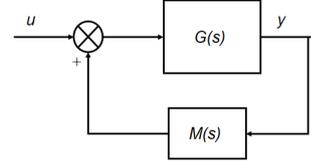


Figura 6. Sistema realimentado.

onde o polinômio característico é dado por:

$$1 - G(s)M(s) = 0 \quad (15)$$

Esta equação fornece os polos do sistema em malha fechada. Portanto, para posicionar um autovalor λ , o mesmo necessita satisfazê-la.

Fazendo $s = \lambda$ e isolando $M(\lambda)$, tem-se:

$$M(\lambda) = \frac{1}{C(\lambda I - A)^{-1}B + D} \quad (16)$$

O controlador utilizado neste trabalho é definido por:

$$M(s) = K \frac{(1 + sT_1)^2}{(1 + sT_2)^2} \quad (17)$$

onde K e T_1 são calculados, e T_2 , especificado.

Se o autovalor a ser posicionado for um número complexo, $\lambda = \sigma + j\omega$, ao substituir λ na Equação 17, obtém-se:

$$K(1 + \lambda T_1)^2 = a + jb \quad (18)$$

Onde $a + jb$ é o resultado de $M(\lambda)$ obtido pela Equação 16. Ao separar a parte real e imaginária da Equação 18 é gerado um sistema com duas incógnitas:

$$p_3 T_1^2 + p_4 T_1 - b = 0 \quad (19)$$

$$K = \frac{a}{1 + p_1 T_1 + p_2 T_1^2} \quad (20)$$

O algoritmo de posicionamento de polos, implementado via Matlab, possibilita posicionar n autovalores com n controladores diferentes inseridos no sistema. Abre-se uma malha do sistema e os parâmetros daquele controlador são calculados com as demais malhas fechadas. Com este controlador, esta malha é fechada, e o próximo controlador é projetado. O processo é repetido até que todos os controladores desejados sejam projetados. Se o amortecimento mínimo for atingido, o algoritmo para, se não, o algoritmo volta para a primeira malha e o controlador é projetado novamente. No algoritmo original, o critério de parada dá-se por uma tolerância de variação dos parâmetros T_1 e K

calculados a cada iteração, o que dificulta a convergência do método.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Sistema Teste

O sistema teste empregado neste artigo, apresentado em Kundur (1994), consiste em duas áreas conectadas com exportação de cerca de 400 MW de potência da área 1 para a área 2, como mostrado na Figura 7. Para este estudo, todos os geradores síncronos possuem regulador de tensão, PSS e reguladores de velocidade. Observa-se que uma UFV de 700 MW é conectada à barra 6 do sistema teste, o que a faz pertencer à área 1.

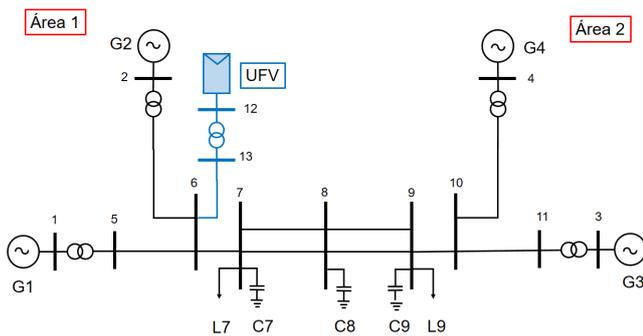


Figura 7. Sistema teste.

É apresentado na Tabela 1 os principais parâmetros do sistema de estudo e o ponto de operação inicial, referente ao cenário base descrito na Tabela 2. A solução do fluxo de potência é gerada no ANAREDE (CEPEL, 2021), onde cada usina é representada por uma máquina equivalente e a barra três é definida como barra de referência. No ANATEM (CEPEL, 2021), cada usina possui quatro unidades geradores iguais, com 225 MW de potência nominal cada, totalizando uma potência nominal de 900 MW por usina. As cargas, por sua vez, são modeladas como impedância constante.

Tabela 1. Ponto de operação inicial do sistema teste.

	P (MW)	Q (MVA _r)	V (pu)
G1	700	89	1,035
G2	700	128	1,035
G3	712	92	1,035
G4	700	129	1,035
L7	967	100	-
L9	1767	100	-
C7	-	300	-
C9	-	380	-
C8	-	50	-

A partir da conexão da UFV, são considerados mais quatro pontos de operação, mostrados na Tabela 2, com crescente penetração de geração de energia pela UFV. À medida que a UFV aumenta a geração, uma unidade geradora em G2 é desligada. Este processo ocorre até que todas as máquinas de G2 sejam desligadas.

Os parâmetros utilizados no modelo WECC são encontrados em WECC (2014); Muljadi et al. (2014). Os valores

Tabela 2. Cenários definidos para análise de amortecimento.

Cenário	UFV	Geração convencional	
	(MW)	(MW)	Unidades geradoras
Base	0	700	4
1	175	525	3
2	350	350	2
3	525	175	1
4	700	0	0

para os parâmetros dos controladores PI da UFV foram retirados do modelo de UFV da *General Electric* (GE) - similar ao modelo da WECC - presente no banco de dados do ONS (ONS, 2019) e encontram-se na Tabela 3.

Tabela 3. Ganho dos controles PI presente na UFV.

Controle	Proporcional		Integral	
	k _{qp}	0	k _{qi}	0,33
Potência reativa	k _{qp}	0	k _{qi}	0,33
Local de tensão	k _{vp}	0	k _{vi}	50
Remoto de tensão	k _p	18	k _i	5
Frequência	k _{pg}	0,05	k _{ig}	0,105

As diferentes opções de malhas de controle são selecionadas pelo usuário através das chamadas *flags*. Deste forma, as escolhas das *flags* de cada comutador utilizadas no decorrer deste trabalho estão presente na Tabela 4. As *flags* foram definidas com base nas *flags* do modelo GE presente no banco de dados do ONS e no bom desempenho dos sistemas teste.

Tabela 4. Configurações do modelo WECC definidos pelo usuário.

Flag	
<i>FreqFlag</i>	0
<i>ReFlag</i>	1
<i>VcompFlag</i>	1
<i>PfFlag</i>	0
<i>VFlag</i>	1
<i>QFlag</i>	1
<i>Lvplus</i>	1
<i>PQFlag</i>	0

5.2 Estudo de estabilidade a pequenas perturbações

Cada ponto de operação analisado foi linearizado a partir do programa PacDyn, onde foram calculados todos os seus autovalores pelo método QR. Para análise da estabilidade a pequenas perturbações, foram observados os modos de oscilações eletromecânica interárea, local 1 e local 2, ilustrados na Figura 8. Nota-se que a inserção de geração fotovoltaica não gera instabilidade no sistema. No entanto, há redução do amortecimento do modo interárea à medida que geração da UFV cresce, com a taxa de amortecimento do sistema variando entre de 9,74% e 3,38% entre o cenário base e cenário 4. Nota-se também que o modo local 1 ganha amortecimento, enquanto o modo local 2 não é impactado significativamente por não ocorrer grandes mudanças no intercâmbio de potência ativa ou quaisquer modificações na área 2.

5.3 Controle POD

A adição de um POD na planta fotovoltaica pode fornecer amortecimento e assegurar um desempenho satisfatório do

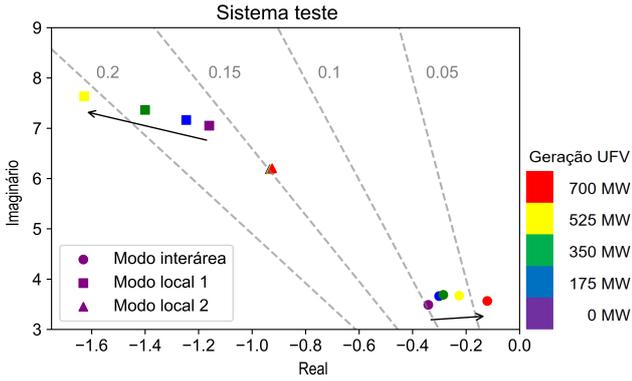


Figura 8. Modos eletromecânicos do sistema teste com o crescimento da geração UFV.

sistema (Shah et al., 2013). Com o objetivo de reduzir a queda de amortecimento do modo interárea provocada pelo aumento da penetração fotovoltaica, optou-se por adicionar um POD a partir de técnicas otimização e no posicionamento de polos.

Sinal de realimentação. A malha de atuação do controle POD foi escolhida com base em Shah et al. (2013), pode ser observado na Figura 9, onde é usada a modulação da tensão de referência da UFV e o sinal de entrada do controlador considerado é o fluxo de potência ativa, cuja maior observabilidade com relação ao modo interárea dá-se entre as barras 9 e 10. Este sinal de entrada é representado por $P_{9,10}$.

Washout. Para que o POD não interfira no comportamento em regime permanente, houve a necessidade de um filtro *washout* na saída da planta. Este filtro é dado por:

$$WSH(s) = \frac{sTw}{1 + sTw} \quad (21)$$

onde $Tw = 10$, um valor usual na literatura.

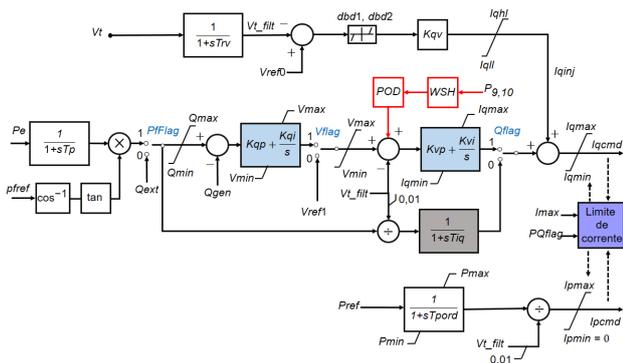


Figura 9. REEC_B com a inclusão do POD e do *washout*.

Projeto por otimização. Devido à modelagem da UFV, o processo de linearização gera três polos na origem que interferem no reconhecimento do modo crítico pelas técnicas de projeto de controle baseadas em otimização. Além disto, o programa ANATEM não permite definir uma máquina de referência angular, o que gera uma redundância da variável de estado que produz um polo na origem. Estes

polos na origem aparecem em todos os cenários do sistemas teste. Desta maneira, apenas para este projeto houve a necessidade de utilizar a realização mínima e eliminar estes polos sem perda de informações do sistema ou comprometimento do desempenho controlador no sistema original.

5.3.3.1. Minimização da abscissa espectral. Com este projeto de controle buscou-se um controlador de segunda ordem a partir da estabilização simultânea dos quatro cenários com geração UFV considerados neste estudo. Como o método é inicializado com parâmetros aleatórios, os resultados para um controlador ótimo podem ser diferentes devido à diferentes inicializações.

O controle que proporcionou melhores taxas de amortecimento está na Equação 22, com uma abscissa espectral de $-0,0165902$. Este controlador consegue manter o amortecimento mínimo do sistema acima de 10% para os quatro cenário de estudo, o que indica sistemas bem amortecido, como mostrado na Tabela 5.

$$POD_{abs}(s) = \frac{-0,4565s^2 - 0,8482s - 0,101}{s^2 + 2,387s + 1,85} \quad (22)$$

Tabela 5. Impacto do POD_{abs} no sistema teste.

cenário	ζ (%) do modo interárea	
	sem POD	com POD
1	8,1862	10,077
2	7,7119	13,099
3	6,1384	13,074
4	3,3797	11,779

Embora o controlador POD_{abs} assegure um bom amortecimento para o modo interárea, o modo de controle, $-0,9681 \pm j55,152$, apresenta um amortecimento crítico de 1,7551% no cenário 4, como pode ser visto na Tabela 6. O maior fator de participação deste modo de controle é referente a um bloco integrador, de ganho K_{vi} presente no módulo REEC da UFV.

Tabela 6. POD_{abs} : modo de oscilação eletromecânica de controle.

cenário	ζ (%) do modo de controle	
	sem POD	com POD
1	97,809	60,309
2	58,724	33,437
3	35,976	15,452
4	16,251	1,7551

5.3.3.2. Minimização da norma H_∞ . O índice de desempenho para este projeto é a norma H_∞ , cujo controlador é projetado para minimizar a norma H_∞ entre w e v e garantir a estabilidade do sistema (Dotta, 2009). Para o distúrbio w , foi escolhido o sinal de tensão Vt , devido à intermitência da geração em UFV. Como v , foi escolhida a velocidade angular de G4, que possui significativo fator de participação no modo interárea.

Para esta técnica de controle, a ordem do controlador também foi fixada em 2 e os quatro cenários com participação da UFV foram utilizados na estabilização simultânea. Dentre os controladores gerados, o da Equação 23 foi o que resultou em melhores taxas de amortecimento, expostas

na Tabela 7. Em três cenários o amortecimento do modo interárea foi mantido em 11%.

$$POD_{hinf}(s) = \frac{-0,4076s^2 - 0,272s - 0,6156}{s^2 + 0,5339s + 0,2298} \quad (23)$$

Tabela 7. Impacto do POD_{hinf} no sistema teste.

cenário	ζ (%) do modo interárea	
	sem POD	com POD
1	8,1862	8,4569
2	7,7119	11,725
3	6,1384	11,887
4	3,3797	11,034

O POD_{hinf} também interagiu com um integrador da UFV e, no cenário 4, reduziu para 1,833% a taxa de amortecimento do modo de controle, representado pelo par complexo conjugado $0,9799 \pm j53,444$, como pode ser observado na Tabela 8.

Tabela 8. POD_{hinf} : modo de oscilação eletromecânica de controle.

cenário	ζ (%) do modo de controle	
	sem POD	com POD
1	97,809	61,869
2	58,724	34,553
3	35,976	16,054
4	16,251	1,8333

Projeto por posicionamento de polos. O algoritmo de posicionamento de polos descrito na Seção 5.3 do Capítulo 5 é responsável pelo cálculo dos parâmetros K e T_1 do controlador definido na equação:

$$POD_{posi}(s) = K \frac{(1 + sT_1)^2}{(1 + sT_2)^2} \quad (24)$$

onde o parâmetro T_2 é definido em 0,01 para este estudo.

O algoritmo de posicionamento de polos permite o projeto de n controladores. No entanto, para esta estratégia de controle, o autovalor de interesse é somente aquele que representa o modo interárea, o que resulta no projeto de apenas um controlador.

Ao tomar como base o cenário 4, o autovalor de interesse é $-0,1206 \pm j3,5651$, cuja nova posição desejada é definida em $\lambda = -0,2852 \pm j3,687$, por ser o posicionamento do modo interárea no cenário 2, onde a taxa de amortecimento deste é superior à do cenário 4.

As soluções encontradas para T_1 são 0,0436 e $-3,1749$, cuja escolha do valor positivo implica em $K = -0,0117$. Com estes valores, o controlador obtido é:

$$POD_{posi}(s) = \frac{-2,229 \cdot 10^{-5}s^2 - 0,001023s - 0,01175}{0,0001s^2 + 0,02s + 1} \quad (25)$$

A taxa de amortecimento do modo interárea passou de 3,3797% para 7,4365% com a adição do POD no cenário 4 e o autovalor de interesse foi alocado em $-0,2759 \pm j3,6999$, muito próximo à posição pré-definida no algoritmo. Além do bom resultado obtido para o cenário 4, este

controle consegue atuar nos demais cenários, aumentando o amortecimento do modo interárea, como observado na Tabela 9. Ao comparar este método ao método baseado em otimização, percebe-se que o POD_{abs} e o POD_{hinf} levam a melhores taxas de amortecimento.

Tabela 9. Efeito do POD_{posi} no amortecimento do modo interárea.

cenário	ζ (%) do modo interárea	
	sem POD	com POD
1	8,1862	9,4229
2	7,7119	9,8432
3	6,1384	8,9935
4	3,3797	7,4365

Diferente do projeto baseado em otimização, o modo de controle se mantém bem amortecido em todos os cenários com a adição do POD_{posi} , como pode-se observar na Tabela 10.

Tabela 10. POD_{posi} : modo de oscilação eletromecânica de controle.

cenário	ζ (%) do modo de controle	
	sem POD	com POD
1	97,809	97,754
2	58,724	89,705
3	35,976	39,048
4	16,251	21,931

Comparativo. Percebe-se que o POD_{abs} e o POD_{hinf} levam a melhores taxas de amortecimento, cujo percentual de aumento do amortecimento do modo interárea em cada cenário, em relação ao sistema original, estão na Tabela 11. Para isto, os métodos baseados em otimização necessitam de um esforço de controle superior ao do posicionamento de polos, como mostrado pelos valores de saída dos controladores POD na Figura 10. Esse esforço não é considerado problemático devido à baixa amplitude de variação do sinal de saída do controlador em p.u.

Tabela 11. Percentual de aumento da taxa de amortecimento do modo interárea com o POD.

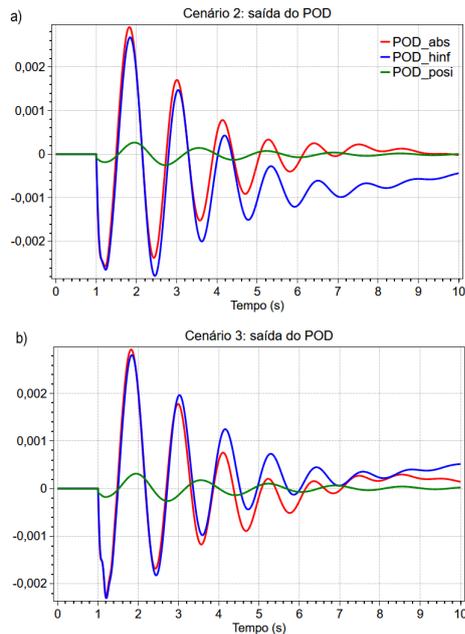
cenário	POD_{abs}	POD_{hinf}	POD_{posi}
1	23,10 %	3,310 %	15,12 %
2	69,70 %	51,90 %	27,52 %
3	112,99 %	93,65 %	46,51 %
4	248,52 %	226,49 %	120,03 %

6. CONCLUSÃO

Com a considerável redução do amortecimento do modo de oscilação interárea à medida que a geração da UFV aumentava, foi proposta a adição de um controle suplementar, o POD, para modular a tensão de referência da UFV. Esta estratégia mostrou-se uma boa alternativa para inserir amortecimento ao modo interárea para todos os pontos de operação estudados, sem demasiado esforço computacional.

Os projetos de controlador POD foram baseadas na otimização de índices de desempenho - abscissa espectral e a norma H_∞ - e no posicionamento de polos. Os controladores POD baseados em otimização entregaram melhores taxas de amortecimento que o POD baseado no posicionamento de polos. Este resultado deve-se à capacidade

Figura 10. Esforço de controle.



de estabilização simultânea de vários pontos de operação pela ferramenta HIFOO - ferramenta computacional para implementação das técnicas baseadas em otimização -, enquanto o posicionamento de polos utiliza apenas um ponto de operação no cálculo do controlador. Além disto, a otimização da norma H_∞ considera uma perturbação fictícia durante o projeto de controle, o que torna o controlador robusto. No entanto, o POD_{posi} mantém o modo de controle - gerado pela interação entre o POD e um integrador da UFV - bem amortecido, o que não acontece nos controles gerados pela otimização.

AGRADECIMENTOS

Esta pesquisa teve o apoio do CNPq e do Laboratório de Sistema de Potência da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSPOT/UFSC).

REFERÊNCIAS

(2020). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Ministério de Minas e Energia - Empresa de Pesquisa Energética, Brasil.

Aramayo, V.R.U. (1992). *Ajuste de Sinais Adicionais em Sistemas de Potência Incluindo Compensadores Estáticos de Reativos*. Master's thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Burke, J.V., Herion, D., Lewis, A.S., and Overton, M.L. (2006). Hifoo - a matlab package for fixed-order controller design and hinf optimization. In *5th IFAC Symposium on Robust Control Design*.

CEPEL (2021). Programas computacionais por Área de atuação. URL <http://www.cepel.br/produtos/#secao>.

CIREN (2018). Modelling of inverter-based generation for power system dynamic studies. Technical report, Joint working group C4/C6/CIREN, Paris, França.

Dill, G.K. and Silva, A.S. (2013). Robust design of power system controllers based on optimization of pseudospec-

tral functions. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, 28(2), 1756–1765.

Dotta, D. (2009). *Controle Hierárquico Usando Sinais de Medição Fasorial Sincronizada*. Ph.D. thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

Eftekharijrad, S., Vittal, V., Heydt, G.T., Keel, B., and Loehr, J. (2013). Small signal stability assessment of power systems with increased penetration of photovoltaic generation: A case study. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(4), 960–967.

Elangovan, S. and Lim, C.M. (1987). Efficient pole-assignment method for designing stabilisers in multimachine power systems. *IEEE Proceedings*, 134(6), 383–384.

Gumussoy, S., Henrion, D., Millstone, M., and Overton, M.L. (2009). Multiobjective robust control with hifoo 2.0. In *6th IFAC Symposium on Robust Control Design*.

Hauser, D. (2019). *Impacto de Centrais Geradoras Fotovoltaicas na Estabilidade a Pequenas e Grandes Perturbações*. Master's thesis, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro.

Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill.

Muljadi, E., Singh, M., and Gevorgian, V. (2014). *User Guide for PV Dynamic Model Simulation Written on PSCAD Platform*. National Renewable Energy Lab - NREL.

ONS (2019). Representação da geração fotovoltaica do sin nas análises de transitórios eletromecânicos - instruções e dados para simulação. Technical report, Operador Nacional do Sistema Brasileiro.

Pal, B. and Chaudhuri, B. (2005). *Robust Control in Power System*. Springer.

Parente, D.P. (2018). *Análise da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência Usando Modelos Genéricos de Fontes Eólica e Solar Fotovoltaica*. Master's thesis, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.

Quintero, J., Vittal, V., Heydt, G.T., and Zhang, H. (2014). The impact of increased penetration of converter control-based generators on power system modes of oscillation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 29.

Rakhshani, E., Rouzbehi, K., Sánchez, A.J., Tobar, A.C., and Pouresmaeil, E. (2019). Integration of large scale pv-based generation into power systems: A survey. *Energies*, 12(1425), 1–19.

Remon, D., Cantarellas, A.M., Mauricio, J.M., and Rodriguez, P. (2017). Power system stability analysis under increasing penetration of photovoltaic power plants with synchronous power controllers. *IET Renewable Power Generation*, 11(6), 733–741.

Shah, R., Mithulananthan, N., and Lee, K.Y. (2013). Large-scale pv plant with a robust controller considering power oscillation damping. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 8(1), 106–116.

WECC (2014). *WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide*. WESTERN ELECTRICITY COORDINATING COUNCIL.

Zhou, K., Doyle, J.C., and Glover, K. (1996). *Robust and Optimal Control*. PRENTICE-HALL.