

CONTROLE INERCIAL E DE OSCILAÇÕES PARA SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

INERTIAL OSCILLATION CONTROL FOR HIGH PENETRATION OF WIND GENERATION SYSTEMS

GABRIEL SCHREIDER DA SILVA¹
EDIMAR JOSÉ DE OLIVEIRA²
LUCAS CAMPOS DOS SANTOS SOUZA³

DOI:

RESUMO

Este trabalho apresenta um método para solucionar o problema relacionado à baixa inércia devido à alta penetração da geração eólica no sistema elétrico de potência. O objetivo é incluir a geração eólica no Controle de Carga-frequência através da técnica do gerador síncrono virtual. Para tanto, o controle primário de frequência associado à operação de sobrevelocidade dos aerogeradores é implementado considerando a troca de energia com a usina hidrelétrica. Os resultados obtidos mostram que esta técnica é eficaz para aumentar a inércia do sistema reduzindo as variações de frequência, a resposta inversa das turbinas hidráulicas e as oscilações nas linhas de intercâmbio.

Palavras-chave: Controle carga-frequência. Geração eólica. Gerador síncrono virtual. Resposta inversa. Geração hidráulica.

ABSTRACT

This work presents a methodology to solve the problem related to low inertia due high penetration of wind generation in electric power system. The objective is to include wind generation in the Load-Frequency Control (LFC) through the technique of virtual synchronous generator. Therefore, the primary frequency control associated with the overspeed operation of wind turbines are implemented considering the power exchange with hydro power plant. The results obtained show that this technique is effective to increase the inertia of the system reducing the frequency variations, the inverse response of hydraulic turbines and oscillations in the interchange lines.

¹ Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) e Bolsista de mestrado do Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq) no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF (PPEE/UFJF). Foi bolsista do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC/CNPq) no projeto premiado no XXVII SEMIC - UFJF. E-mail: gabriel.schreider2016@engenharia.ufjf.br.

² Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Professor do Departamento de Energia da UFJF, orientador do projeto PIBIC/CNPq premiado no XXVII SEMIC - UFJF. E-mail: edimar.joliveira@engenharia.ufjf.br. Endereço profissional: Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, Departamento de Energia Elétrica. Rua José Lourenço Kelmer s/n Campus Universitário – São Pedro - Galpão 3 - Fac. Engenharia – PPEE – CEP: 36.036-900 -Juiz de Fora, MG –Brasil.

³ Graduando em Engenharia Elétrica – Energia na UFJF. Bolsista PIBIC/CNPq no projeto premiado no XXVII SEMIC - UFJF. E-mail: lucas.campos@engenharia.ufjf.br.

Keywords: Load frequency control. Wind generation. Virtual synchronous generator. Reverse response. Hydro generation.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o Operador Nacional do Sistema (ONS), a geração eólica atingiu 20.117MW de capacidade instalada em abril de 2022 no Brasil. Em abril de 2017 eram 9.579MW e em abril de 2012, apenas 826MW, o que evidencia o rápido e intenso crescimento deste tipo de geração na última década (ONS, 2022). A fonte predominante no Brasil é a geração hidráulica, representando 62,9% da matriz elétrica, enquanto as eólicas representam 11,7% da matriz (ONS, 2022). Além disso, a geração eólica é complementar a hidráulica, ou seja, nos meses de seca, a geração eólica apresenta os maiores fatores de capacidade, enquanto nos meses de cheia, apresenta os menores (LOPES et al., 2012; ONS, 2022). Logo, é de grande importância a realização de estudos voltados para a operação de sistemas majoritariamente hidro-eólicos, devido ao avanço deste tipo de sistema no Brasil.

Embora a geração eólica apresente ganhos energéticos complementares, o mesmo não se verifica para a geração de potência em tempo real. Além da variabilidade do vento e da difícil previsibilidade, sistemas com alta penetração de geração eólica possuem baixa inércia, uma vez que, geralmente, as turbinas eólicas são conectadas à rede através de conversores estáticos de potência, que desacoplam a velocidade de rotação dos geradores eólicos da frequência da rede (ZHANG et al., 2020). Ou seja, os geradores eólicos não são sensíveis às variações de carga do sistema e não fornecem resposta inercial. Sistemas com baixa inércia estão sujeitos a desvios de frequência maiores e mais rápidos quando ocorrem variações abruptas de carga (FERREIRA et al., 2021). Além disso, as turbinas eólicas são operadas normalmente no ponto de máxima potência (MPP) e não possuem reserva de geração para lidar com desequilíbrios entre carga e geração (TESSARO et al., 2019).

Existem diversos estudos na Literatura acerca de métodos que possibilitem a inclusão de geradores eólicos no controle carga-frequência do sistema (do inglês, *load frequency control* – LFC) (MAGDY et al., 2019). Dentre as técnicas que vêm sendo estudadas nos últimos anos, tem-se o gerador síncrono virtual (GSV), que consiste em uma estratégia de controle que faz com que os

conversores que conectam os geradores eólicos à rede emulem o comportamento de geradores síncronos reais, permitindo que as turbinas eólicas forneçam resposta inercial à rede de forma virtual (DA SILVA et al., 2021).

Seguindo esta linha de pesquisa, o presente trabalho avalia a inclusão de geradores eólicos no controle carga-frequência de um sistema hidro-eólico através do GSV, equipado com o controle primário de frequência (CPF) e aliado à operação descarregada de turbinas eólicas. As principais contribuições deste trabalho são:

- A inclusão da geração eólica no LFC através do GSV equipado somente com o CPF já é suficiente para uma significativa redução da resposta inversa das turbinas hidráulicas presentes no sistema;
- O uso do método apresentado é eficaz para a redução dos desvios de frequência do sistema;
- O método proposto também reduz os desvios da potência de intercâmbio.

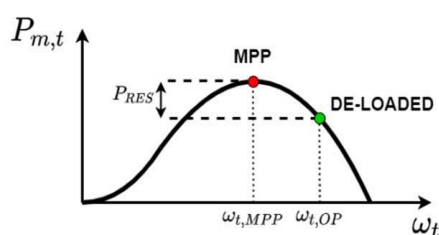
O restante deste trabalho está organizado da seguinte forma: a seção 2 apresenta a descrição da metodologia proposta, a seção 3 apresenta as simulações realizadas e a discussão dos resultados obtidos. E, por fim, na seção 4 são apresentadas as conclusões do trabalho.

2 METODOLOGIA PROPOSTA

Em geral, as turbinas eólicas operam de forma a extrair a máxima potência possível a todo instante. Isso pode ser realizado através do rastreamento do ponto de máxima potência, do inglês *maximum power point tracking* (MPPT), porém, neste modo de operação, a turbina não possui reserva de geração (FU et al., 2017). A fim de que uma usina eólica possua reserva de geração, pode-se optar por operar as turbinas no modo descarregado, do inglês, *de-loaded mode*. Neste modo, a turbina entrega uma potência abaixo da máxima disponível e a diferença entre a potência máxima e a potência produzida pela turbina é usada como reserva de geração (DA SILVA et al., 2021). Dessa forma, a geração eólica pode participar ativamente da manutenção do equilíbrio entre carga e geração.

A Figura 1 apresenta a curva típica de potência ($P_{m,t}$) versus velocidade de uma turbina eólica (ω_t) para uma dada velocidade de vento. A operação descarregada pode ser realizada operando-se a turbina em uma velocidade maior do que a velocidade do MPP (ponto vermelho), ou seja, na região de sobrevelocidade (ponto verde). Dessa forma, a turbina possui uma reserva de geração (P_{RES}) para lidar com variações de carga. Ao fornecer resposta inercial, a velocidade da turbina reduz, atingindo naturalmente um ponto de maior potência.

Figura 1 – Gráfico de potência gerada versus velocidade da turbina eólica



Fonte: Autores (2021)

O emprego do GSV torna as turbinas eólicas capazes de fornecer resposta inercial e regulação de frequência à rede, uma vez que, através dele, a turbina se torna sensível às variações de potência e frequência do sistema (TESSARO et al. 2019). A equação de oscilação do GSV é fornecida a seguir (DA SILVA et al., 2021):

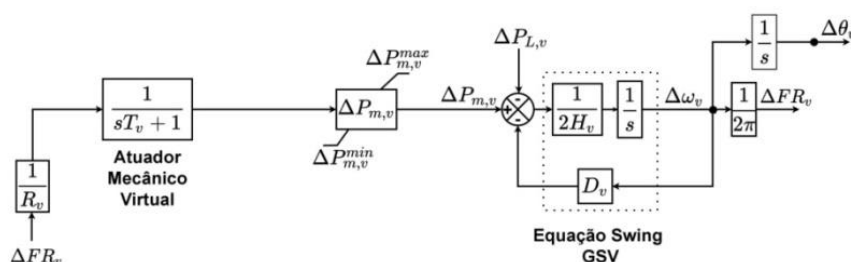
$$2 \cdot H_v \cdot \frac{d \Delta \omega_v}{dt} = \Delta P_{m,v} - \Delta P_{e,v} - D_v \cdot \Delta \omega_v \quad (1)$$

$$\frac{d \theta_v}{dt} = \omega_v \quad (2)$$

Onde H_v é a constante de inércia virtual, ω_v é a velocidade angular virtual do GSV, $P_{m,v}$ é a potência mecânica virtual, $P_{e,v}$ é a potência elétrica e D_v é o coeficiente de amortecimento. A equação 3 é obtida através da aplicação da transformada de Laplace na Equação 2 e com o rearranjo dos termos.

$$\Delta \omega_v = \frac{\Delta P_{m,v} - \Delta P_{e,v} - D_v \cdot \Delta \omega_v}{2 \cdot H_v} \cdot \frac{1}{s} \quad (3)$$

Figura 2 – Diagrama de blocos do GSV com CPF



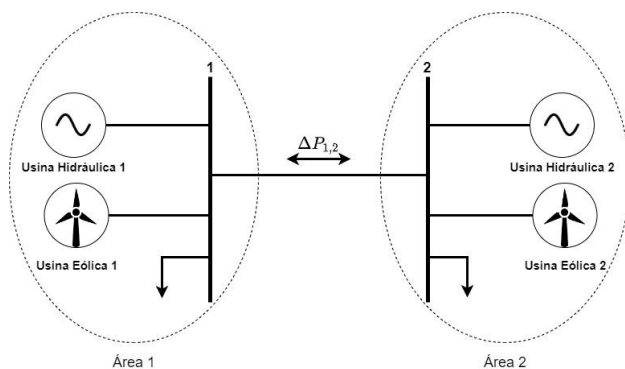
Fonte: Autores (2021)

O diagrama de blocos da Figura 2 representa a malha de controle do GSV modelada a partir da Equação 3 e com a inclusão do Controle Primário de Frequência (CPF). Este modelo possui um atuador virtual, com uma constante de tempo T_v , para simular o comportamento dos atuadores mecânicos dos geradores síncronos reais (TESSARO et al., 2019). Além disso, os limites para a variação de potência do GSV são adicionados e são referentes à margem de reserva de geração obtida com a operação descarregada da usina eólica.

2.1 Modelagem do sistema

A Figura 3 mostra a topologia básica do sistema usualmente empregado para a análise de geração síncrona virtual a partir de geração eólica. Neste caso, foi considerado um sistema hidro-eólico composto por duas áreas de controle (Área-1 e Área-2), sendo cada área formada por uma usina hidráulica e uma usina eólica. As áreas 1 e 2 são interligadas através de uma linha de transmissão de intercâmbio (*tie-line*), onde $P_{1,2}$ representa a potência de intercâmbio entre as áreas e $\Delta P_{1,2}$ representa a variação de intercâmbio.

Figura 3 – Topologia do sistema teste

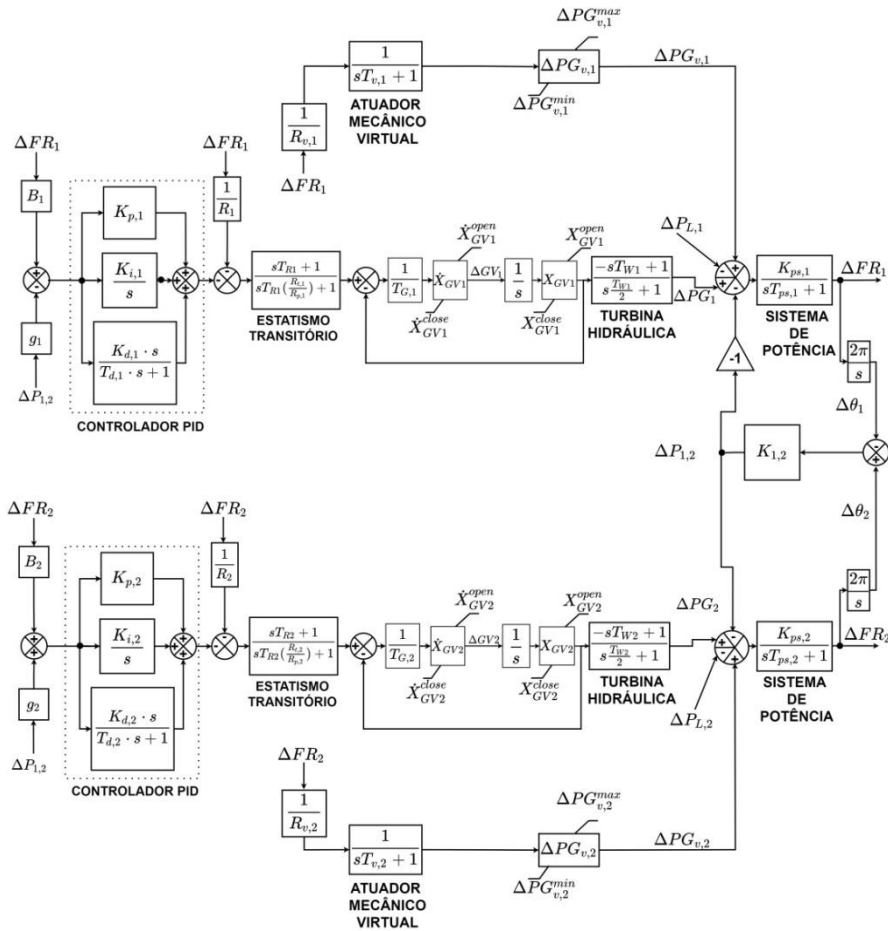


Fonte: Autores (2022)

Para realizar o LFC, neste trabalho, as usinas hidráulicas são equipadas com controladores do tipo PID (proporcional, integral e derivativo), amplamente empregado na Literatura para estudos de LFC, que realizam o controle secundário de frequência (CSF), além do “*transient droop compensator*”, (OLIVEIRA et al., 2015). O CPF destas usinas é realizado por um regulador de velocidade do tipo “*droop*”. Já as usinas eólicas, representadas através do GSV, são equipadas apenas com o CPF, já que, após algum tempo auxiliando no LFC, as usinas eólicas devem retornar sua geração ao nível pré-perturbação, de forma a possuir reserva de geração para lidar com perturbações futuras.

A Figura 4 ilustra o diagrama de blocos de controle completo do sistema, onde os dados relativos à usina hidráulica da Área-1 são: $K_{p,1}$, $K_{i,1}$, $K_{d,1}$, $T_{d,1}$ que são respectivamente, os ganhos proporcional, integral, derivativo e a constante de tempo do filtro derivativo do PID do controlador PID, $\frac{1}{R_1}$ é o regulador droop, $R_{t,1}$ é o parâmetro droop transitório, $R_{p,1}$ é o parâmetro do regulador de velocidade permanente, $T_{R,1}$ é o tempo de recomposição, $T_{G,1}$ é a constante de tempo do regulador de velocidade, $T_{W,1}$ é a constante de tempo de início da água, X_{GV1} é a posição da válvula, \dot{X}_{GV1} é a velocidade da válvula, $K_{ps,1}$ é a constante de ganho do sistema, $T_{ps,1}$ é a constante de tempo do sistema e ΔPG_1 é o desvio de potência de geração da usina hidráulica. Os parâmetros referentes à usina hidráulica da Área-2 são análogos aos da Área-1, porém com o subíndice 2. Com relação aos GSVs, tem-se que $\Delta PG_{v,1}$ e $\Delta PG_{v,2}$ são os desvios de potência de geração do GSV da Área-1 e da Área-2 respectivamente. Ademais, ΔFR_1 é o desvio de frequência da Área-1 e ΔFR_2 é o desvio de frequência da Área-2. Os parâmetros dos blocos que representam o sistema ($K_{ps,1}$, $T_{ps,1}$, $K_{ps,2}$ e $T_{ps,2}$) são calculados de acordo com a inércia equivalente do sistema, considerando a inércia da usina hidráulica e a inércia virtual do GSV, e de acordo com o coeficiente de amortecimento equivalente do sistema considerando ambas as usinas.

Figura 4 – Diagrama de blocos do sistema hidro-eólico completo



Fonte: Próprio Autor (2022)

Para implementar o sistema da Figura 4 no processo de simulação, foi utilizado o simulink, disponível no software MatLab (SIMULINK DOCUMENTATION, 2020).

2.4 Método de otimização para ajuste dos controladores

O método de otimização utilizado neste trabalho é baseado na resposta no domínio do tempo. A função objetivo adotada é a integral do erro ao quadrado (do inglês, *integral square error* – ISE), que é amplamente empregada na Literatura para estudos de LFC (SHABANI et al., 2013, DA SILVA, et al., 2021). O problema é solucionado utilizando o pacote de otimização do MatLab baseado no método dos pontos interiores, *fmincon* (MATLAB DOCUMENTATION CENTER, 2020).

A função objetivo (*FOB*) é apresentada na Equação 4. Onde t é o instante de tempo, $\Delta FR(t)$ é o desvio de frequência em função do tempo, $\Delta Z(t)$ representa a velocidade ($\Delta X'_{GV}$) e a posição (ΔX_{GV}) da válvula da turbina

hidráulica, Z_{sat}^u e Z_{sat}^d representam os limites de saturação superiores e inferiores, respectivamente, da velocidade e da posição da válvula, ρ^u e ρ^d são os parâmetros de penalidade que são utilizados para garantir que os limites de $\Delta Z(t)$ sejam respeitados. Os valores de ρ^u e ρ^d são iguais a zero se $\Delta Z(t)$ permanece dentro dos limites, caso contrário, ρ^u e ρ^d são iguais a 1000 se $\Delta Z(t)$ extrapola os limites estabelecidos. X é o vetor de variáveis que se deseja otimizar, neste caso, os parâmetros do PID e do TDC das usinas hidráulicas. t_{end} é o tempo de simulação adotado e N_{val} é o número de variáveis de otimização.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{t_{end}} \Delta FR(t)^2 + \sum_{t=1}^{t_{end}} \rho^u \cdot (\Delta Z(t) - Z_{sat}^u)^2 + \sum_{t=1}^{t_{end}} \rho^d \cdot (\Delta Z(t) - Z_{sat}^d)^2 \quad (4)$$

Sujeito a:

$$X_i^{min} \leq X_i \leq X_i^{max} \quad (i = 1, \dots, N_{val}) \quad (5)$$

O processo de otimização descrito visa encontrar o valor das variáveis de otimização que minimiza as oscilações de frequência respeitando os limites físicos da válvula da turbina hidráulica. O ponto inicial para as variáveis de otimização é dado pela média dos valores máximos e mínimos de cada variável.

A otimização é realizada em etapas: inicialmente são otimizados os valores dos parâmetros do PID e do TDC das usinas hidráulicas, considerando que elas operam isoladas, através do problema de otimização descrito pelas equações 3 e 4. Em seguida, as áreas são interligadas através da *tie-line* e são otimizados os parâmetros de intercâmbio (B_1, B_2, g_1 e g_2), adicionando à FOB (Equação 3) o termo relativo ao desvio quadrático da potência de intercâmbio, apresentado na Equação 6, de forma a minimizar, além do desvio de frequência, o desvio de intercâmbio.

$$\sum_{t=1}^{t_{end}} \Delta P_{1,2}(t)^2 \quad (6)$$

Deve-se destacar que não há parâmetros da geração eólica a serem otimizados, já que o GSV é equipado somente com o CPF e não possui controle secundário de frequência. O valor do parâmetro do regulador *droop* que realiza

o CPF é definido de acordo com os valores usuais encontrados na Literatura (DA SILVA et al., 2021; TESSARO et al. 2019).

3 SIMULAÇÕES, RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste trabalho foram considerados dois casos para simulação utilizando o sistema descrito na seção 2.3, ou seja:

- Caso-1: Apenas as usinas hidráulicas participam do LFC, ou seja, sem a inclusão do GSV;
- Caso-2: Além das hidráulicas, as usinas eólicas também participam do LFC, através do GSV com CPF e operação descarregada.

Os dados do sistema são apresentados no Apêndice A. Os parâmetros dos controladores das usinas hidráulicas são obtidos via processo de otimização descrito na seção 2.4, considerando que cada usina opera isoladamente. Os valores obtidos para a usina hidráulica da Área-1 são apresentados na Tabela 1 e os valores referentes à usina hidráulica da Área-2 são dados na Tabela 2.

Tabela 1 – Valores ótimos do controlador da usina hidráulica da área 1

$K_{p,1}$	$K_{i,1}$	$K_{d,1}$	$T_{d,1}$	$R_{t,1}$	$T_{t,1}$
-2,4417	0,0794	0,6382	0,0514	6,0892	1,4804

Fonte: Autores (2022)

Tabela 2 – Valores ótimos do controlador da usina hidráulica da área 2

$K_{p,2}$	$K_{i,2}$	$K_{d,2}$	$T_{d,2}$	$R_{t,2}$	$T_{t,2}$
-0,8107	0,0903	3,3787	0,2183	57,4285	0,7679

Fonte: Autores (2022)

Tabela 3 – Valores ótimos dos parâmetros de intercâmbio para o Caso-1

B_1	B_2	C_1	C_2
1,0940	0,6087	0,3535	0,0103

Fonte: Próprio Autor (2022)

Para o Caso-1, ambas as áreas são interligadas através da tie-line e considera-se que apenas as hidráulicas participam do LFC, e, então, otimiza-se

os parâmetros relacionadas ao intercâmbio, B_1, B_2, C_1 e C_2 . Os valores obtidos são apresentados na Tabela 3. Já para o Caso-2, as eólicas também participam do LFC, e os valores dos parâmetros de interligação são otimizados novamente considerando agora a inclusão do GSV com CPF e reserva de geração. Os valores obtidos para o Caso-2 são apresentados na Tabela 4.

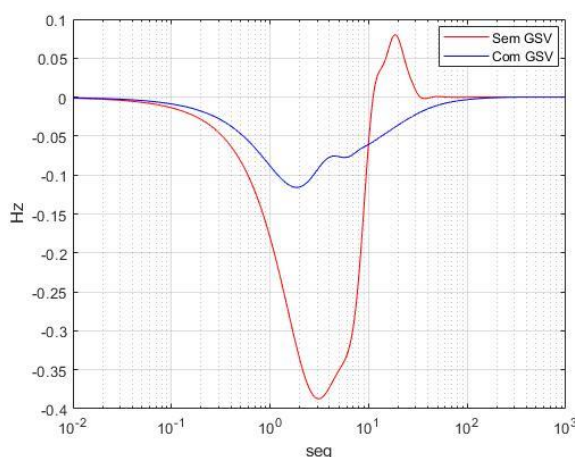
Tabela 4 – Valores ótimos dos parâmetros de intercâmbio para o Caso-2

B_1	B_2	C_1	C_2
1,0501	0,7994	0,0242	0,2409

Fonte: Próprio Autor (2022)

A Figura 5 ilustra o desvio de frequência da Área-1 para os casos 1 (sem GSV) e 2 (com GSV). Percebe-se que quando a geração eólica participa do LFC com a inclusão do GSV ocorre uma grande redução do desvio de frequência, em torno de 69%. O que evidencia a eficácia do método proposto na redução dos desvios de frequência do sistema.

Figura 5 – Desvio de frequência da Área-1 para os casos 1 (sem GSV) e 2 (com GSV)

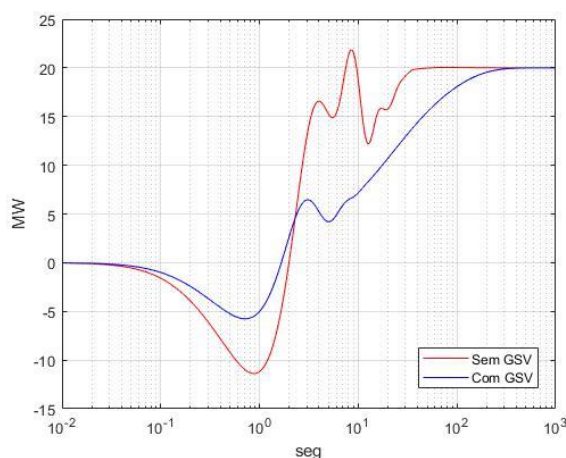


Fonte: Autores (2022)

A Figura 6 apresenta o desvio da potência de geração da usina hidráulica da Área-1 para os casos 1 e 2. Nota-se, através do gráfico, que a resposta inversa da turbina hidráulica é bem maior para o Caso-1, em torno de 11MW, enquanto no Caso-2 a resposta inversa é cerca de 5,5MW, apresentando uma redução de aproximadamente 50%. Logo, a inclusão da geração eólica no LFC através do método proposto reduz significativamente a resposta inversa da usina hidráulica. Observa-se, ainda, que a variação da potência gerada pela hidráulica

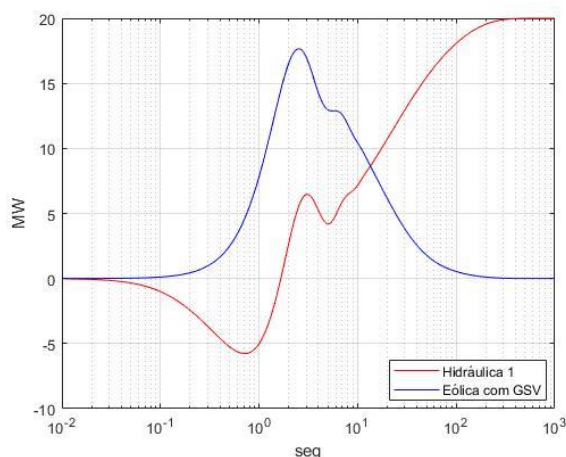
no Caso-2 é mais suave, sem variações abruptas, com crescimento gradual. Isso ocorre, uma vez que, no Caso-2 o GSV assume grande parte da variação de carga nos instantes iniciais após a perturbação, devido à sua rápida ação. Após isso, como o GSV é equipado apenas com o CPF, a geração da usina eólica vai diminuindo até retornar ao seu valor pré-perturbação, enquanto a geração hidráulica vai aumentando gradualmente até assumir toda a variação de carga quando o sistema atinge o regime permanente, veja Figura 7.

Figura 6 – Desvio de potência da usina hidráulica da Área-1 para os casos 1 (sem GSV) e 2 (com GSV)



Fonte: Autores (2022)

Figura 7 – Desvio de potência da usina hidráulica e do GSV da Área-1 para o Caso-2 (com GSV)



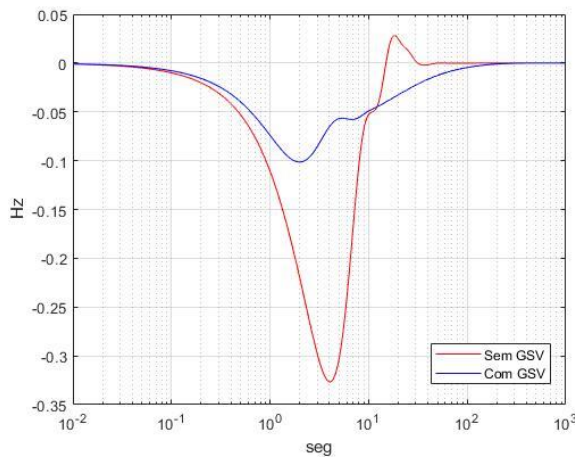
Fonte: Autores (2022)

A Figura 8 apresenta o desvio de frequência da Área-2 para os casos 1 e 2. Assim como ocorre para a Área-1, nota-se que com a adição do GSV há uma grande redução do desvio de frequência.

A Figura 9 mostra o desvio de potência da usina hidráulica da Área-2 para os casos 1 e 2. Novamente, destaca-se a redução da resposta inversa no Caso-2 e a variação mais suave e gradual da geração hidráulica até assumir toda a variação de carga da respectiva área na presença do GSV. O GSV assume grande parte da variação de carga nos primeiros instantes após a perturbação e depois essa carga é gradualmente repassada para a hidráulica, já que o GSV atua apenas com o CPF. Veja Figura 10.

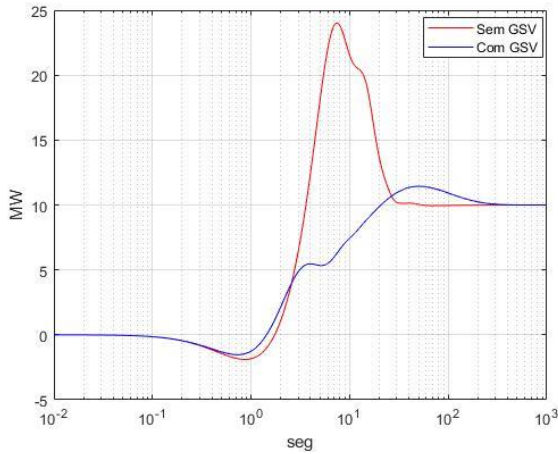
A Figura 11 apresenta o desvio da potência de intercâmbio entre as áreas 1 e 2 para ambos os casos estudados. Nota-se, através do gráfico, que para o Caso-1 o desvio da potência de intercâmbio é bem maior do que para o Caso-2. Isso ocorre, pois, no Caso-2, a participação da geração eólica no LFC, através do GSV, permite que cada área tenha uma capacidade maior de suprir as variações de carga, possuindo uma maior reserva de geração, além dos desvios de frequência de cada área serem reduzidos na presença do GSV.

Figura 8 – Desvio de frequência da Área-2 para os casos 1 (sem GSV) e 2 (com GSV)



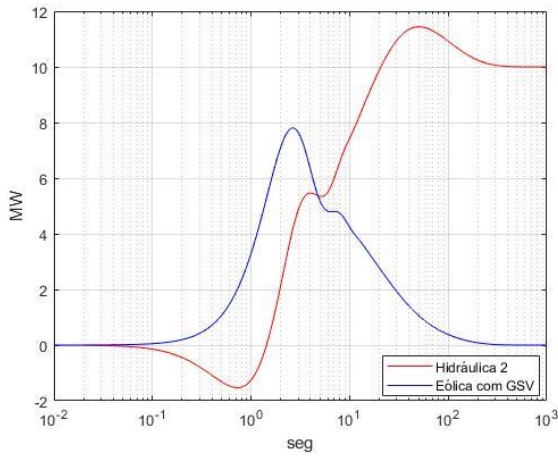
Fonte: Autores (2022)

Figura 9 – Desvio de potência da usina hidráulica 2 para os casos 1 (sem GSV) e 2 (com GSV)



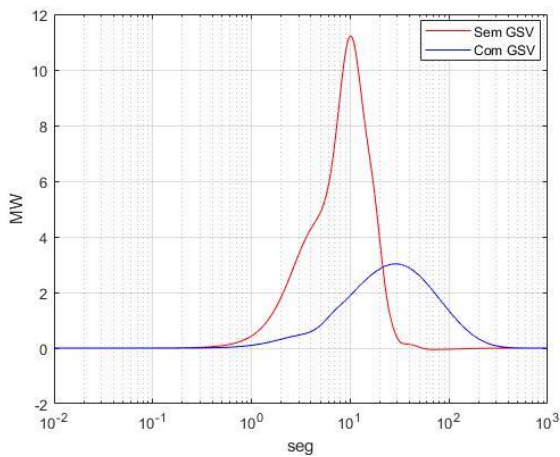
Fonte: Autores (2022)

Figura 10 – Desvio de potência da usina hidráulica da Área-2 e do GSV para o Caso-2 (com GSV)



Fonte: Autores (2022)

Figura 11 – Desvio da potência de intercâmbio para os casos 1 (sem GSV) e 2 (com GSV)



Fonte: Autores (2022)

4 CONCLUSÃO

Este artigo avaliou a inclusão da geração eólica no controle carga-frequência de um sistema hidro-eólico através da técnica do gerador síncrono virtual com controle primário de frequência e reserva de geração nas turbinas eólicas. Avaliou-se o impacto de tal método sobre o desvio de frequência do sistema quando ocorre uma perturbação de carga, além da resposta inversa das turbinas hidráulicas e do desvio da potência de intercâmbio.

A partir dos resultados obtidos, verificou-se que a inclusão do GSV com apenas o controle primário de frequência foi capaz de reduzir significativamente o desvio de frequência do sistema. Além disso, a resposta inversa das turbinas hidráulicas foi reduzida e a variação de potência gerada nestas usinas ocorreu de maneira mais suave. Além disso, o desvio da potência de intercâmbio do sistema também foi reduzido na presença do GSV.

A operação descarregada de usinas eólicas reduz o lucro dos proprietários, porém, essa redução de lucro pode ser compensada através da remuneração destinada à prestação de serviços ancilares, já que com reserva de geração, as usinas eólicas se tornam aptas a prestar tais serviços.

Para trabalhos futuros, tem-se a realização de simulações “*hardware in the loop*” (HIL), a validação em sistemas de grande porte, a inclusão de velocidade de vento variável no modelo e a participação de geração solar fotovoltaica.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), ao Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq), à Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG), ao Grupo de Otimização (GOPT – UFJF), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) pelo apoio.

REFERÊNCIAS

DA SILVA, Gabriel S. et al. **Load frequency control and tie-line damping via virtual synchronous generator**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 132, p. 107108, 2021.

FERREIRA, Bruna C. et al. **Comparação de Metaheurísticas para o Ajuste Ótimo do Controle de Frequência em Sistemas Interligados com Geração Eólica**. In: Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI. 2021.

FU, Yuan et al. **Active participation of variable speed wind turbine in inertial and primary frequency regulations**. Electric Power Systems Research, v. 147, p. 174-184, 2017.

LOPES, Vanessa S.; BORGES, Carmen LT. **Impacto da Complementaridade entre Geração Eólica e Hidráulica na Confiabilidade Composta**. Anais do SBSE 2012-IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, p. 1-6.

MAGDY, Gaber et al. **Renewable power systems dynamic security using a new coordination of frequency control strategy based on virtual synchronous generator and digital frequency protection**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 109, p. 351-368, 2019.

Matlab Documentation Center. **Optimization toolbox, constrained optimization, fmincon**. 2020.

OLIVEIRA, Edimar J. et al. **Optimal transient droop compensator and PID tuning for load frequency control in hydro power systems**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 68, p. 345-355, 2015.

ONS. <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>, 2022.

SHABANI, Hamed; VAHIDI, Behrooz; EBRAHIMPOUR, Majid. **A robust PID controller based on imperialist competitive algorithm for load-frequency control of power systems**. ISA transactions, v. 52, n. 1, p. 88-95, 2013.

Simulink Documentation. **Simulation and model-based design**, 2020.

TESSARO, Heitor José; DE OLIVEIRA, Ricardo Vasques. **Impact assessment of virtual synchronous generator on the electromechanical dynamics of type 4 wind turbine generators**. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 13, n. 23, p. 5294-5304, 2019.

ZHANG, Weichao; YAN, Xiangwu; HUANG, Hanyan. **Performance tuning for power electronic interfaces under VSG control**. Applied Sciences, v. 10, n. 3, p. 953, 2020.

APÊNDICE-A

Este apêndice apresenta os dados do sistema teste utilizado nas simulações do presente trabalho. A potência base e a frequência base do sistema são, respectivamente, $P_B = 100MW$ e $f_B = 60Hz$. A Área-1 é composta por uma usina hidráulica de 900MW de capacidade e uma eólica de 400MW e a Área-2 é composta por uma usina hidráulica de 600MW de capacidade e uma eólica de

400MW. A variação de carga para a Área-1 nas simulações é $\Delta P_{L,1} = 0,20p.u.$ e para a Área-2 é $\Delta P_{L,2} = 0,10p.u.$ O parâmetro de interligação adotado é $K_{1,2} = 0,0225$. Para a usina hidráulica da Área-1, tem-se:

$$T_{G,1} = 0,5s; \quad R_1 = 0,333 \frac{Hz}{p.u.MW}; \quad T_{W,1} = 1,5s; \quad \dot{X}_{GV,1}^{open} = 1,44;$$

$$\dot{X}_{GV,1}^{close} = 1,44; \quad X_{GV,1}^{open} = 0,9; \quad X_{GV,1}^{close} = 0,9; \quad H_1 = 45p.u.; \quad D_1 = 0,07 \frac{p.u.MW}{Hz};$$

Para a usina eólica (GSV) da Área-1, tem-se:

$$R_{v,1} = 0,60 \frac{Hz}{p.u.MW}; \quad T_{v,1} = 0,6s; \quad H_{v,1} = 24p.u. \quad D_{v,1} = 24 \frac{p.u.MW}{Hz}$$

Os parâmetros do bloco do sistema são calculados da seguinte forma:

$$K_{ps} = \frac{1}{D_{eq}}; \quad T_{ps} = \frac{2 \cdot H_{eq}}{D_{eq} \cdot f_B}$$

Onde D_{eq} e H_{eq} são o coeficiente de amortecimento equivalente e a constante de inércia equivalente do sistema, respectivamente. Estes parâmetros são calculados levando em conta as usinas que compõem a área e participam do LFC. Para o bloco do sistema da Área-1, quando o GSV não é incluso (Caso-1), tem-se:

$$H_{eq} = H_1 = 45p.u.; \quad D_{eq} = D_1 = 0,07 \frac{p.u.MW}{Hz}; \quad K_{ps,1} = 13,47Hz; \quad T_{ps,1} = 20,20s$$

Para o Caso-2 (com GSV no LFC), tem-se:

$$H_{eq} = H_1 + H_{v,1} = 69p.u.; \quad D_{eq} = D_1 + D_{v,1} = 0,25 \frac{p.u.MW}{Hz};$$

$$K_{ps,1} = 3,93Hz; \quad T_{ps,1} = 9,05s;$$

Para a usina hidráulica da Área-2, tem-se:

$$T_{G,2} = 0,5s; \quad R_2 = 0,5 \frac{Hz}{p.u.MW}; \quad T_{W,2} = 1s; \quad \dot{X}_{GV,2}^{open} = 0,96;$$

$$\dot{X}_{GV,2}^{close} = 0,96; \quad X_{GV,2}^{open} = 0,6; \quad X_{GV,2}^{close} = 0,6; \quad H_2 = 30p.u.; \quad D_2 = 0,05 \frac{p.u.MW}{Hz};$$

Para a usina eólica (GSV) da Área-2, tem-se os mesmos valores do GSV da Área-1. Os parâmetros $K_{ps,2}$ e $T_{ps,2}$ são calculados de forma análoga ao que foi realizado para a Área-1 nos casos 1 e 2. Os limites das variáveis de otimização são apresentados nas tabelas A.1 e A.2.

Tabela A.1 – Limites mínimos e máximos de otimização para os controladores das hidráulicas

	K_p	K_i	K_d	T_d	R_t (%)	T_t
Mín.	-1/R	0,001	0,01	0,05	5	0,11
Máx.	0	0,1	6	1,1	120	19

Fonte: Autores (2022)

Tabela A.2 – Limites mínimos e máximos de otimização para os parâmetros de intercâmbio

	B_1	B_2	C_1	C_2
Mín.	0,4	0,4	0,01	0,01
Máx.	1,5	1,5	0,5	0,5

Fonte: Autores (2022)