

Frequency Control of Microgrids Using Energy Storage Systems and Renewable Sources

Jaqueline Clamer, Antonio Simões Costa

Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, SC

Abstract: This work addresses the problems of control strategies for an alternating current microgrid, operating in island mode and whose energy supply relies on renewable sources. Those sources do not generally have enough inertia to prevent large frequency deviations when load generation imbalances occur. Thus, the use and potential advantages of battery energy storage systems (BESS) are investigated. In general, energy storage systems present a fast time response and can thus inject or consume power from the network almost instantaneously. The goal of this work is to show that the magnitude of microgrid frequency deviations can be significantly reduced through the use of BESS to improve the balance between generation and load. A strategy capable of turning on energy storage systems to cope with frequency deviations under normal loading conditions is investigated. In addition, care must be taken by monitoring the BESS State of Charge (SoC). The proposed control strategies are simulated on a typical test system using the Simulink tool of the Matlab platform.

Resumo: Esse trabalho propõe estratégias de controle para uma microrrede de corrente alternada, que opera majoritariamente no modo ilhado e cuja geração é composta por fontes renováveis. Essas fontes, em geral, não possuem inércia suficiente para impedir grandes desvios de frequência quando há desbalanço entre carga e geração. Dessa forma, propõe-se o uso de sistemas armazenadores de energia em baterias (BESS, da sigla em Inglês), os quais possuem tempo de resposta baixo e podem injetar ou consumir potência da rede de forma quase instantânea. O objetivo desse trabalho é explorar as propriedades do BESS para reduzir a magnitude dos desvios de frequência da microrrede promovendo um melhor equilíbrio entre geração e carga. Estuda-se uma estratégia capaz de acionar os sistemas de armazenamento de energia para reduzir desvios de frequência sob condições normais de carregamento. Além disso, levando em conta o fato de que sistemas de armazenamento tem potência limitada, é importante monitorar continuamente o estado de carga (SoC), a fim de preservar a vida útil da bateria. As estratégias de controle propostas são simuladas em um sistema-teste típico através da ferramenta Simulink, da plataforma computacional Matlab.

Keywords: Microgrids; Frequency Control; Energy Storage Systems; Renewable Sources; State of Charge (SoC).

Palavras-chaves: Microrredes; Controle de Frequência; Sistemas de Armazenamento de Energia; Fontes Renováveis; Estado de Carga (SoC).

1. INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos é crescente a busca por alternativas ao uso de combustíveis fósseis, devido à sua escassez e a questões ambientais. Existem, também, preocupações com o aumento da demanda mundial por energia elétrica e instabilidades políticas entre países produtores/compradores de energia.

Devido a esses fatores e ao desenvolvimento tecnológico, as fontes geradoras não convencionais vêm ganhando espaço e se tornando cada vez mais economicamente viáveis.

Redes Elétricas Inteligentes, do inglês *Smart Grids*, refere-se à integração de canais de comunicação às redes de energia elétrica de modo a permitir uma troca de informação mais ágil entre unidades consumidoras, geradoras e armazenadoras de energia, bem como facilitar a implementação de estratégias de controle globais. Por outro lado, há algumas décadas consolidou-se o conceito de Geração Distribuída (GD), termo definido pelo *IEEE* como o conjunto de fontes geradoras de pequeno/médio porte conectadas em qualquer ponto de redes elétricas de distribuição (Gil, 2009). O conceito de microrredes surge a partir da aplicação de princípios de Redes Inteligentes a sistemas elétricos de distribuição equipados com Geração Distribuída.

* Jaqueline Clamer (jc.clamer@gmail.com) e A. Simões Costa (simoes.costa@ufsc.br) agradecem o suporte financeiro da CAPES e CNPq, respectivamente.

Uma das propriedades mais importantes das microrredes é a sua capacidade de operar tanto no modo interligado à rede principal de distribuição quanto em modo isolado, ou ilhado. Existem muitos desafios associados ao controle e operação de microrredes. Um deles refere-se ao controle de frequência em modo ilhado, já que perturbações de carga nestas condições tendem a provocar efeitos significativos sobre a frequência da microrrede (Guo et al., 2014).

As massas girantes de fontes convencionais, conectadas a sistemas elétricos de grande porte, possuem grande inércia, o que é essencial para a estabilidade da operação do sistema. Por outro lado, geradores distribuídos frequentemente apresentam inércia insuficiente, ou são conectados à rede mediante inversores de eletrônica de potência, tornando-se assim insensíveis a variações de frequência. Estas características fazem com que o controle destas redes se torne ainda mais complexo (Hatzigiorgiou et al., 2006).

Na configuração tradicional, com máquinas síncronas, o controle é realizado através de relações entre potência ativa e frequência e entre potência reativa e tensão, por meio dos estatismos dos reguladores de velocidade e tensão. Estratégias semelhantes de controle podem ser aplicadas a uma microrrede de baixa inércia através da emulação de um gerador síncrono. Essa abordagem é associada ao conceito de GSV - gerador síncrono virtual - e consiste em emular inércia mediante o controle dos conversores eletrônicos usados para conectar as fontes renováveis às microrredes. Como um exemplo deste tipo de modelo, (Rolim et al., 2018) propõem a síntese de um GSV a partir da derivada da frequência.

Sistemas de armazenamento por baterias (BESS - *Battery Energy Storage Systems*), mostram-se eficientes no controle de frequência devido à rápida resposta sob perturbações. A regulação de frequência em microrredes pode portanto se beneficiar da implementação de estratégias de descarga controlada da energia armazenada em baterias diretamente na microrrede, amenizando variações bruscas de frequência.

Estudos pioneiros sobre os benefícios da agregação de bancos de baterias para atuar, em conjunto com a geração convencional, na regulação de frequência de sistemas de potência de grande porte são relatados em (Lu et al., 1995) e posteriormente continuados em (Aditya e Das, 1999). Nestes artigos, demonstra-se a eficácia de sistemas BESS para amortecimento de oscilações de frequência provocadas por variações de carga. Em aplicações a microrredes, entretanto, a ênfase mais frequente neste tipo de aplicação tem sido na otimização do uso de recursos de armazenamento de energia, ao invés do amortecimento de oscilações. Assim, aspectos como retorno de investimento considerando a degradação das baterias (Megel et al., 2013), ou aceleração da amortização dos investimentos mediante o uso dual do BESS para prover simultaneamente controle local de frequência e serviços ancilares a outros sistemas (Mégel et al., 2014) são mais abordados na literatura. Uma aplicação à regulação de frequência é descrita em (Mercier et al., 2009), onde resultados da ação de sistemas BESS para redução de picos de frequência na operação normal são brevemente apresentados. Porém estes resumem-se a um único caso, considerando horizonte de tempo mensal, em um sistema de potência que, apesar isolado, tem capa-

cidade muito superior a de uma microrrede operando em condição de ilhamento.

O objetivo deste artigo é contribuir para a avaliação dos benefícios dos sistemas BESS no amortecimento de oscilações de frequência decorrentes de variações de carga em microrredes. Para tal, o modelo utilizado em (Lu et al., 1995) e (Aditya e Das, 1999) para sistemas de grande porte e em (Mercier et al., 2009) para um sistema de potência isolado é adaptado às condições de uma microrrede típica. Neste trabalho, adicionalmente, consideram-se situações operacionais características de microrredes, como a participação de geração fotovoltaica (FV), a ocorrência de múltiplas variações de carga, e possíveis desconexões abruptas da rede de média tensão, condições estas não abordadas nas referências supracitadas.

O sistema-teste utilizado nesse trabalho é uma microrrede de corrente alternada composta por fontes geradoras que usam recursos sustentáveis, tais como geração hidrelétrica e fotovoltaica, um sistema de armazenamento em baterias de íon-lítio e cargas sensíveis à frequência.

2. CONTROLE DE VELOCIDADE DA FONTE CONVENCIONAL (PCH)

2.1 Turbina Hidráulica e Resposta Inversa

Considera-se que a principal fonte de geração da microrrede utilizada neste artigo é uma pequena central hidrelétrica (PCH) dotada de regulador de velocidade. Como se sabe, a função de transferência de uma turbina hidráulica possui um zero no semi-plano direito, como mostra a equação (1) (Simões Costa e Silva, 1995):

$$FT = \frac{1 - sT_w}{1 + sT_w/2} \quad (1)$$

onde T_w é a constante de tempo de partida da água.

Quando sujeita a uma entrada em degrau, esta função de transferência de fase não mínima apresenta uma resposta inversa (negativa) durante o regime transitório. Assim, requisitos adicionais devem ser considerados no processo de ajuste de parâmetros do regulador de velocidade da unidade hidrelétrica, conforme detalhado na Seção 2.3.

2.2 Sensibilidade da Carga à Frequência

Em geral, cargas industriais típicas são sensíveis à frequência. A sensibilidade da carga à frequência pode ser expressa como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega \quad (2)$$

Em que:

ΔP_e é a variação total da carga;

ΔP_L é a variação da carga não sensível a frequência;

D é o coeficiente de variação da carga com a frequência, também conhecido como constante de amortecimento;

$D\Delta\omega$ corresponde à variação da parcela da carga sensível à frequência.

2.3 Regulador de Velocidade

A função do regulador de velocidade (RV) é controlar a velocidade da turbina através do ajuste da abertura do distribuidor (válvula que controla a entrada da água).

Ou seja, o RV é responsável pela regulação primária de frequência. Um componente básico do RV é o servo-pistão, um amplificador hidráulico que funciona como atuador, ou seja, faz a interface entre os sinais de controle de baixa potência e as ações de ajuste da posição do distribuidor. Sua função de transferência é dada pela equação (3):

$$FT = \frac{1}{1 + sT_1} \quad (3)$$

A topologia de regulação mais usada é conhecida como regulador com queda de velocidade e baseia-se no uso de um ganho de realimentação referido como *estatismo permanente* (*speed droop*), representado por R . Essa estratégia de controle pode ser implementada com a monitoração da frequência, utilizando seus desvios para identificar desequilíbrios. A equação (4) mostra como o RV atua a fim de ajustar a potência gerada de acordo com os desvios de frequência:

$$\Delta P_G = -\frac{1}{R} \Delta \omega \quad (4)$$

Um sistema composto por um gerador hidrelétrico dotado de RV convencional, cargas sensíveis à frequência e realimentação de frequência através do inverso do estatismo R , apresenta função de transferência de malha aberta dada por:

$$FT_{MA}(s) = \frac{1}{RD} \frac{1 - sT_w}{(1 + sT_1)(1 + sT_w/2)(1 + sM/D)} \quad (5)$$

onde o parâmetro M está relacionado à inércia do gerador (conforme discutido no Seção 4), T_w é o tempo de resposta associado à turbina hidráulica, e T_1 é o tempo de resposta do atuador.

Neste artigo, considera-se um gerador hidrelétrico de potência igual a 2 MW, com $R = 5\%$, $D = 1\%$, $T_w = 1$ s, $M = 3,6$ s e $T_1 = 0,08$ s. Com estes valores dos parâmetros, a margem de fase (MF) obtida da equação (5) para o sistema de controle de velocidade da turbina, sem compensação adicional, é MF = -106, 28°. Isto significa que o sistema é instável, o que se deve ao zero no semiplano direito característico da turbina hidráulica. Torna-se necessário, portanto, projetar um compensador para tornar o sistema suficientemente estável.

O ajuste necessário é realizado mediante um controlador de atraso de fase, que tem como objetivo compensar a resposta inversa no regime transitório sem comprometer a resposta do sistema em regime permanente. A função transferência do compensador de atraso de fase do regulador de velocidade é dada pela equação (6):

$$C(s) = \frac{(1 + sT_r)}{(1 + s\frac{r}{R}T_r)} \quad (6)$$

onde r é definido como *estatismo transitório* e é responsável por amenizar a resposta inversa da turbina hidráulica. Para satisfazer a condição do compensador de atraso de fase, faz-se $r > R$ (Simões Costa e Silva, 1995).

Considerando-se que as frequências de corte do polo e do zero do compensador devem ser muito menores do que a faixa de frequências de interesse, e que portanto nas frequências de interesse o compensador se comporta como um ganho R/r , a função de transferência de malha aberta do sistema compensado é apresentada na equação (7):

$$FT_{MA}^c(s) = \frac{1 - sT_w}{rD(1 + sT_1)(1 + s\frac{T_w}{2})(1 + s\frac{M}{D})} \quad (7)$$

Com o objetivo de garantir a estabilidade, propõe-se que a margem de fase do sistema compensado seja de 40° e que o atraso permissível para o compensador na frequência de interesse seja de 15°. A partir destas especificações, é possível realizar o projeto do compensador, que fornece como resultado os valores $r = 0.6962$ e $T_r = 8.1066$ s para os parâmetros ajustáveis.

3. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (BESS)

3.1 Controle do BESS

Variações de carga provocam desvios de frequência, que no caso de microrredes operando em modo isolado - e portanto sem aportes de energia da rede de distribuição - podem ser significativos. Devido à sua resposta rápida, a contribuição de sistemas BESS é importante, seja injetando, seja consumindo potência da microrrede, para auxiliar o RV das máquinas síncronas nas ações visando a redução de excursões de frequência. A resposta da potência elétrica fornecida pelo BESS a um sinal de controle pode ser aproximada por uma função de transferência de primeira ordem do tipo (Aditya e Das, 1999):

$$B(s) = \frac{K_{bp}}{1 + sT_{bp}} \quad (8)$$

onde K_{bp} é um ganho estático e T_{bp} é a constante de tempo que modela o atraso do transdutor de frequência. A conexão do BESS com a microrrede é realizada através de um conversor de 12 pulsos. Tal conversor permite operação em alta potência e com baixa distorção harmônica e *ripple* na saída DC (Erickson e Maksimovic, 2007). Considera-se que a estratégia de controle dos conversores de interface do BESS com a microrrede privilegia o suprimento ou absorção de potência ativa, sem participação das baterias no suprimento de potência reativa, isto é, $Q_{BESS} = 0$ (Aditya e Das, 1999).

Para desvios negativos de frequência (aumentos de carga), o sistema de baterias deve entregar potência à microrrede. Nessa condição, o sinal de controle que aciona a bateria representada pela função de transferência $B(s)$, é dado por:

$$\sigma_d = \rho_B - \frac{1}{R_{BESS}} \Delta \omega \quad (9)$$

onde ρ_B representa a referência de frequência para o BESS enquanto $(1/R_{BESS})\Delta\omega$ é o sinal de frequência realimentado para a bateria, devidamente escalonado pelo estatismo associado ao sistema de baterias, R_{BESS} .

A situação inversa corresponde a desvios positivos de frequência, que ocorrem quando a geração é maior do que a carga. Nessa condição, o BESS deve consumir potência da microrrede, ou seja, é visto pela microrrede como uma carga. Este estado de carregamento é representado por:

$$\sigma_c(s) = -P_a \quad (10)$$

sendo P_a a potência injetada no BESS. O sinal negativo traduz a convenção de que a contribuição do sistema de baterias é considerada positiva quando o BESS entrega potência à microrrede. Admitidamente, outras estratégias

alternativas poderiam ser usadas para modular o carregamento da bateria em situações de sobrefrequência. O uso de (10) neste artigo busca tirar proveito do baixo tempo de resposta do sistema de baterias para produzir um rápido componente desacelerante capaz de prontamente contrabalançar excursões positivas de frequência.

No caso mais comum de queda de frequência devido a aumento de carga, a estratégia para controle de frequência consiste em acionar a bateria quando os desvios de frequência da microrrede atingem um dado limite superior (denotado por $\Delta\omega_{max}$) e posteriormente desativar o BESS quando um limite inferior ($\Delta\omega_{min}$) é atingido. Ambos os limites são previamente estabelecidos. A decisão de ativar o modo de carregamento ou descarga do BESS é tomada levando-se em conta a magnitude e a taxa de variação no tempo dos desvios de frequência. Quando os desvios retornam a uma faixa de pequena amplitude em torno de zero, o BESS é desativado, ou seja, para valores nominais de frequência o BESS não participa do balanço de potência.

A Figura 1 representa graficamente a lógica de acionamento e desativação do BESS visando manter os desvios de frequência dentro de limites estreitos.

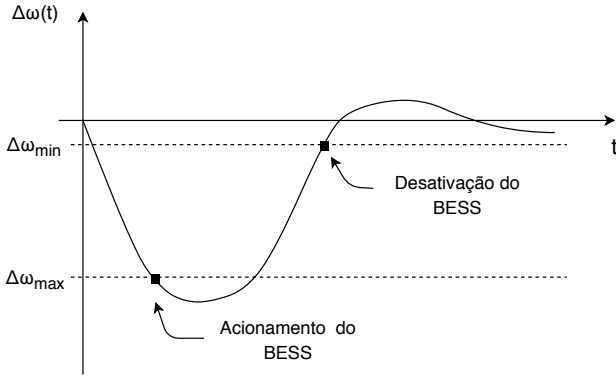


Figura 1. Lógica de acionamento do BESS

3.2 Estado de Carga - SoC

Um dos indicadores importantes para a operação de baterias é conhecido como estado de carga ou SoC, da sigla em Inglês para *State of Charge*, que compara a capacidade atual da bateria (em porcentagem ou em valor *pu*) com a sua capacidade máxima (Han et al., 2017). Ou seja, quando a bateria está totalmente descarregada, o SoC é teoricamente igual a 0 % enquanto que no caso de carga total seu valor é de 100 %.

As relações entre o SoC e a potência do BESS durante a carga e a descarga podem ser encontradas em Megel et al. (2013). Para a condição de descarga ($P_{BESS} < 0$), tem-se:

$$SoC(t) = SoC(0) - \frac{1}{\eta_d \bar{E}_B} E_B(t) \quad (11)$$

onde $SoC(0)$ é o estado de carga inicial, η_d é o rendimento de descarga e \bar{E}_B é a energia máxima que a bateria pode fornecer.

De forma análoga, para a condição de carregamento $P_{BESS} > 0$, tem-se:

$$SoC(t) = SoC(0) + \frac{\eta_c}{E_B} E_B(t) \quad (12)$$

sendo η_c o rendimento de carga.

4. MODELAGEM MATEMÁTICA DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DA MICRORREDE

A fim de manter o equilíbrio entre geração e carga, o torque mecânico e o elétrico da principal fonte de geração da microrrede - neste caso a pequena central hidrelétrica - devem ser iguais. Quando ocorre uma súbita variação de carga, há um desequilíbrio entre esses torques e a velocidade de rotação da máquina aumenta ou diminui, de acordo com o sinal do desbalanço, como pode ser inferido da equação que corresponde à segunda lei de Newton aplicada ao rotor do hidrogerador (Nesje, 2015):

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_{mec} - T_e \quad (13)$$

onde J é o momento de inércia ($kg.m^2$) e ω a velocidade rotacional (rad/s) do gerador.

Multiplicando a equação acima pela velocidade síncrona, os termos do lado direito tornam-se as potências mecânica e elétrica. Assim, reescrevendo a equação (13) e desconsiderando as variações de velocidade em torno da velocidade síncrona para o cálculo da potência, tem-se:

$$J\omega_s \frac{d\omega}{dt} = P_{mec} - P_e \quad (14)$$

A constante de inércia H é definida como o tempo em que o gerador consegue entregar sua potência nominal (S_{nom}), quando a velocidade do rotor é reduzida de nominal (ω_s) à zero, utilizando apenas a energia cinética disponível (E_{cin}) através da massa do rotor (Seheda e Dudurych, 2016).

$$H = \frac{E_{cin}}{S_{nom}} = \frac{\frac{1}{2} J \omega_s^2}{S_{nom}} \quad (15)$$

Dessa forma, tem-se que:

$$J\omega_s = \frac{2HS_{nom}}{\omega_s} \quad (16)$$

Reescrevendo a equação (14) e dividindo todos os termos por S_{nom} :

$$\frac{2HS_{nom}}{S_{nom}} \frac{d\omega}{dt} \frac{\omega}{\omega_s} = \frac{P_{mec}}{S_{nom}} - \frac{P_e}{S_{nom}} \quad (17)$$

Definindo M e ω_{pu} :

$$\omega_{pu} = \frac{\omega}{\omega_s} \quad (18)$$

$$M = 2H \quad (19)$$

A equação (17) torna-se:

$$M \frac{d\omega_{pu}}{dt} = P_{mec,pu} - P_{e,pu} \quad (20)$$

Em estudos de controle de frequência face a variações normais de carga, trabalha-se com pequenas perturbações em relação ao ponto de operação. Assim, (20) torna-se:

$$M \frac{d}{dt} (\omega^0 + \Delta\omega) = P_{mec}^0 + \Delta P_{mec} - (P_e^0 + \Delta P_e) \quad (21)$$

Considerando que a linearização é feita com relação a um ponto de operação de regime permanente, então $P_{mec}^0 = P_e^0$. Portanto:

$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_{mec} - \Delta P_e \quad (22)$$

No caso da existência de outras fontes geradoras, como no sistema em estudo, a potência mecânica de entrada P_{mec} , deve ser substituída pela soma das potências das fontes que entregam energia para a microrrede:

$$\Delta P_{mec} = \Delta P_G + \Delta P_{BESS} + \Delta P_{FV}$$

onde ΔP_G , ΔP_{BESS} e ΔP_{FV} são os incrementos de potência gerados pela PCH, pelo sistema de baterias e pela fonte fotovoltaica, respectivamente. Por outro lado, a potência elétrica P_e é a potência entregue à carga considerando sua sensibilidade à frequência, conforme visto na Seção 2.2:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega$$

Representando a equação (22) no domínio da frequência via transformada de Laplace, chega-se à equação da variação de frequência da microrrede em função das potências associadas a seus diversos componentes:

$$\Delta\omega = \frac{1}{Ms} \times (\Delta P_G + \Delta P_{BESS} + \Delta P_{FV} - \Delta P_L - D\Delta\omega) \quad (23)$$

A Figura 2 apresenta o diagrama de blocos correspondente à equação (23), incluindo as malhas de controle da frequência da microrrede propostas neste artigo.

5. RESULTADOS

A operação de uma microrrede de corrente alternada, composta por geração hidrelétrica e fotovoltaica, um sistema de armazenamento em baterias e cargas sensíveis à frequência, é simulada sob diferentes cenários no modo ilhado. Além disso, o desempenho do sistema de controle de frequência é também avaliado na transição do modo interligado para o modo ilhado, quando a microrrede é subitamente desconectada do sistema de distribuição.

Considera-se que a microrrede foi projetada para garantir sua autossuficiência quanto ao atendimento às cargas essenciais nas condições mais adversas, ou seja, sob ilhamento, sem geração fotovoltaica, e sem contribuição do BESS. Para tal, a fonte de geração convencional deve ser dimensionada para garantir o atendimento das cargas essenciais nas condições mencionadas. Em condições menos extremas, as contribuições da geração fotovoltaica e do BESS permitirão maior flexibilidade operacional e, como será visto nesta seção, melhor desempenho na regulação de frequência. Se for necessária a operação ilhada durante o período noturno, a contribuição de geração fotovoltaica não estará disponível, porém em contrapartida espera-se um perfil de carga mais leve, que se torna decrescente com o passar do tempo. Esta redução gradativa de carga permite realizar a recarga em regime contínuo das baterias neste período, visando a recomposição do SoC para utilização futura, quando a carga voltar a crescer.

O sistema-teste adotado apresenta estatismo de 5 % tanto para o BESS quanto para a geração convencional. Essa porcentagem é referente à capacidade nominal de cada fonte e é ajustada para uma base comum, que nesse caso é a potência da geração convencional ($S_{base} = S_G$). A potência adotada para o BESS é de $P_{BESS} = 500 \text{ kW}$, equivalente a 5 pu. Os rendimentos de carga e descarga são

$\eta_d = \eta_c = 0,9$ e os parâmetros da função de transferência $B(s)$ são: $K_{bp} = 1$ e $T_{bp} = 0,03 \text{ s}$. Os parâmetros do sistema de regulação de velocidade do gerador convencional são os mesmos utilizados ou determinados na Seção 2 deste artigo.

O cenário base contemplado nas simulações a seguir considera a microrrede recém desconectada da rede de distribuição principal em uma situação em que sua carga é crescente, configurando assim uma condição severa de operação. Vários sub-cenários são então analisados. Inicialmente investiga-se o desempenho do controle de frequência exercido apenas pela geração convencional (Seção 5.2), antes de evidenciar os benefícios da atuação conjunta do BESS (Seção 5.3). A forma como uma possível complementação de geração fotovoltaica pode mitigar as condições operativas adversas e aliviar a ação do sistema de baterias é analisada na Seção 5.4. Finalmente, as vantagens em se contar com o baixo tempo de resposta do BESS para a regulação de frequência ante a grande perturbação representada pela desconexão da microrrede em relação à rede principal são ilustradas na Seção 5.5.

Nos resultados que seguem, supõe-se que o sistema de armazenamento em baterias foi carregado durante o período pré-ilhamento, e assim apresenta estado de carga suficiente no início do período de ilhamento para participar nas ações de controle de frequência, com margem de regulação para contribuir tanto em situações de variações positivas quanto negativas de frequência (ver Seção 5.3). Sem perda de generalidade, os limites máximo ($\Delta\omega_{max}$) e mínimo ($\Delta\omega_{min}$) de desvios de frequência (ver Fig. 1) para, respectivamente, acionamento e desativação do BESS foram arbitrariamente estabelecidos como 1,0 Hz e 0,05 Hz.

Quanto à recarga do BESS, admite-se que pode ser feita ainda em modo ilhado, em condições em que a geração excede à carga, ou seja, para desvios positivos de frequência. Isso ocorre quando o perfil de carga torna-se decrescente face ao desligamento de algum tipo de carga da microrrede ou quando a geração FV é crescente para um perfil de carga constante. Neste período o excesso de geração, proveniente do gerador convencional e/ou geração FV é absorvido pelo BESS. Alternativamente, a recarga pode ocorrer após a reconexão da microrrede ao sistema de média tensão.

5.1 Perfil de Carga

O perfil de carga é representado através de uma função constante por partes, sendo que os intervalos de carga apresentam igual duração. O objetivo é simular uma situação de carga crescente durante a condição de operação severa da microrrede, e então analisar o comportamento do controle de frequência face a essas variações de carga. A Figura 3 apresenta o perfil utilizado. O aumento de carga é representando por 6 degraus crescentes em intervalos de mesma duração e iguais a 2 minutos (120 segundos).

5.2 Caso 1 - Apenas Geração Convencional

Essa configuração considera a microrrede na sua forma mais simples, apenas com a geração convencional (sem BESS e sem FV), a fim de reestabelecer os desvios de frequência na presença de perturbações de carga. A resposta do sistema às perturbações pode ser verificada na Fi-

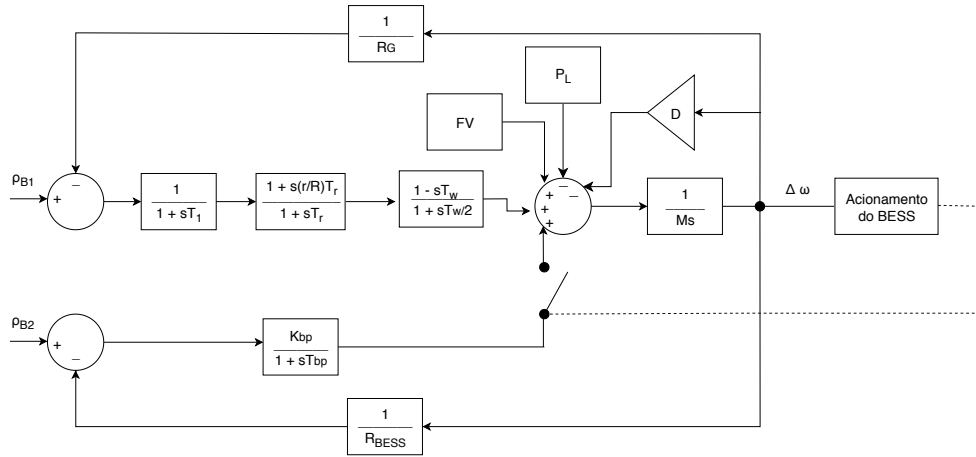


Figura 2. Diagrama de blocos proposto

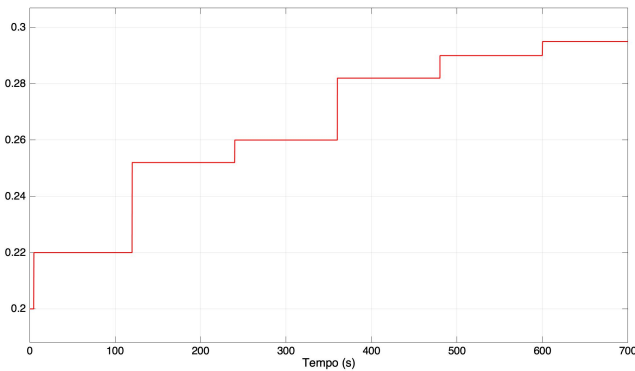


Figura 3. Perfil de carga

Figura 4. Observa-se a ocorrência de transitórios de resposta a degraus a cada intervalo de variação da carga, que são devidos à forma utilizada neste trabalho para representar estas variações. Nota-se também que a amplitude destes transitórios é tanto maior quanto for a respectiva variação em degrau de carga.

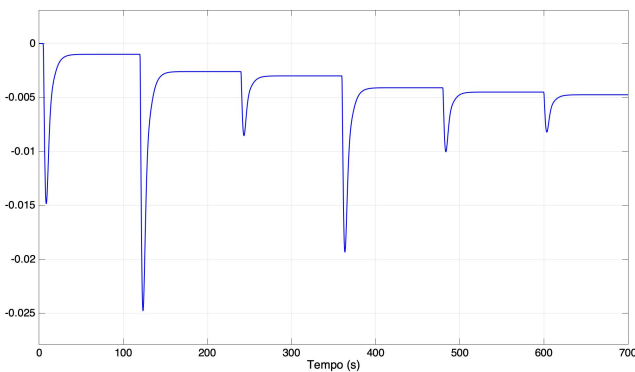


Figura 4. Desvios de frequência em pu de rad/s considerando apenas geração convencional

5.3 Caso 2 - Geração Convencional e BESS

Neste caso, além da geração convencional a microrrede conta com o BESS para fornecer ou consumir potência.

Valores pré-definidos de desvios de frequência fazem com o que o BESS seja acionado ou desativado. Para desvios

de frequência maiores que $\Delta\omega_{max} = 0,0166 pu$ de rad/s (equivalente a $1 Hz$) o sistema de baterias é acionado e auxilia a geração convencional. Quando o limite inferior de desvio $\Delta\omega_{min} = 0,000833 pu$ de rad/s (equivalente a $0,05 Hz$) é atingido, o BESS é desativado.

A Figura 5 compara os desvios de frequência com e sem a participação do BESS.

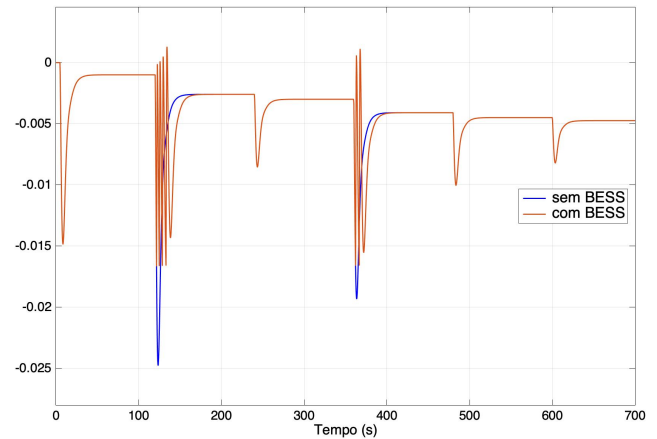


Figura 5. Desvios de frequência em pu de rad/s considerando geração convencional e BESS

Em dois instantes de tempo (aproximadamente em $120 s$ e $360 s$) os desvios atingem valores acima de $0,0166 pu$ de rad/s , instantes em que a bateria é acionada e auxilia a geração. Nos outros momentos, para desvios menores, a geração convencional é suficiente para amortecer os desvios.

Devido à capacidade de responder rapidamente aos desvios de frequência, o BESS permanece ligado por pouco tempo. Quando é desligado, a microrrede sofre um outro transitório, levando os desvios de frequência ao valor que aciona o BESS mais uma vez. Devido à essas características, o BESS geralmente é acionado mais algumas vezes até que a frequência se equilibre. Entretanto, a Figura 5 também mostra que, nos intervalos em que é acionado, o BESS produz respostas mais rápidas do que quando apenas a geração convencional é utilizada.

A Figura 6 mostra a monitoração do SoC e a potência entregue pelo BESS durante a simulação anterior. O SoC inicia em 0,5 pu de kWh, o que significa que a bateria está inicialmente carregada com 50% da sua capacidade.

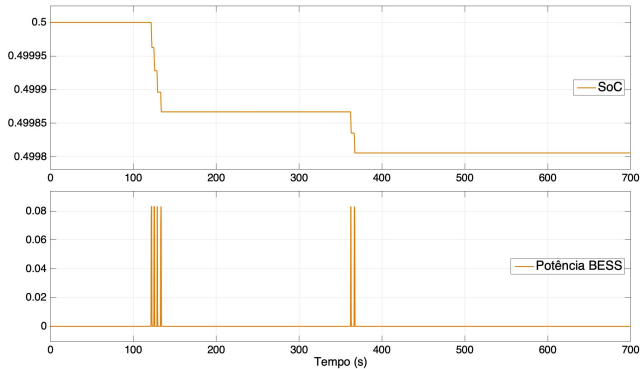


Figura 6. SoC e potência do BESS

É possível observar que o valor do SoC diminui, indicando que o BESS está entregando potência para a microrrede. Outro indicativo é o gráfico da potência do sistema de baterias, que quando apresenta valores positivos indica o descarregamento do BESS e a entrega de potência à microrrede. Considerando que a simulação tem duração de apenas alguns segundos, verifica-se que a descarga do BESS não é suficiente para afetar de forma significativa os níveis do SoC. Para tal, seria necessário um horizonte de simulação maior ou um desbalanço entre geração e carga mais expressivo.

5.4 Caso 3 - Geração Convencional, BESS e FV

A Figura 7 ilustra o perfil da geração FV, que inicia em zero e representa aproximadamente 6% da geração total.

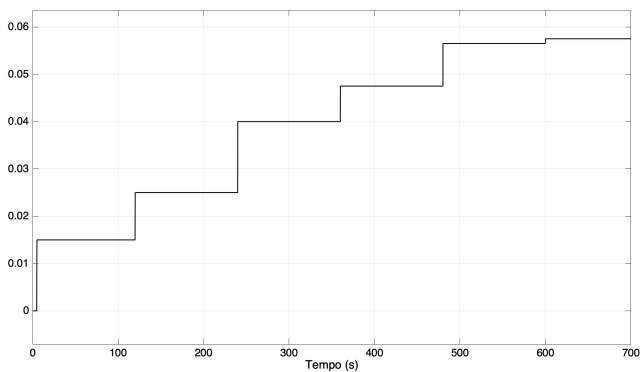


Figura 7. Perfil da geração FV

No presente estudo supõe-se que a geração FV é não controlável. Assim sendo, ela é utilizada integralmente para suprir a carga. Caso a geração FV seja maior que a carga, sua energia pode ser armazenada no BESS ou injetada na rede, dependendo do modo e das necessidades da operação. A Figura 8 apresenta a curva do desvio de frequência, agora também considerando a ação da geração FV na microrrede, juntamente com a geração convencional e o BESS.

Observa-se na Figura 8 que o sistema de baterias não é acionado durante a simulação. Com o auxílio da geração

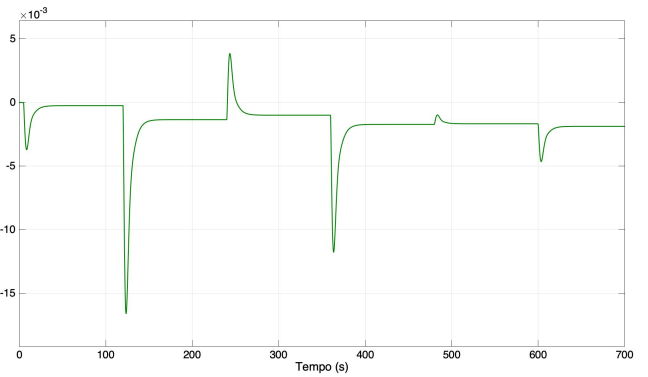


Figura 8. Desvios de frequência em pu de rad/s com geração convencional, BESS e FV

FV, as variações de carga são vistas como de menor magnitude pela microrrede, fazendo com que os desvios de frequência sejam amortecidos apenas com a geração convencional, sem a necessidade de acionar o BESS.

5.5 Caso 4: Microrrede Conectada à Rede de Média Tensão com Desconexão Abrupta

O objetivo dessa seção é avaliar o comportamento da microrrede sob uma desconexão abrupta com a média tensão (MT), ou seja, no instante a partir do qual a microrrede passa a operar no modo isolado ou ilhado.

A simulação considera que a desconexão ocorre em $t = 300 s$ e o perfil de carga permanece o mesmo conforme ilustrado na Figura 3. Considera-se ainda que, na operação interligada, a conexão com a MT aporta 20% da potência consumida pela microrrede.

A equação (24) mostra o balanço de potência quando a microrrede está conectada à rede de média tensão:

$$P_{MT} + P_G + P_{BESS} + P_{FV} = P_L \quad (24)$$

Considerando a desconexão com a MT, tem-se que P_{MT} torna-se subitamente igual a zero. Nestas condições, dois casos são simulados: desconexão com e sem a presença do BESS. O objetivo é avaliar a participação do sistema de baterias face a uma grande perturbação, representada pela desconexão da MT. A Figura 9 compara os desvios de frequência da microrrede com e sem o sistema de baterias.

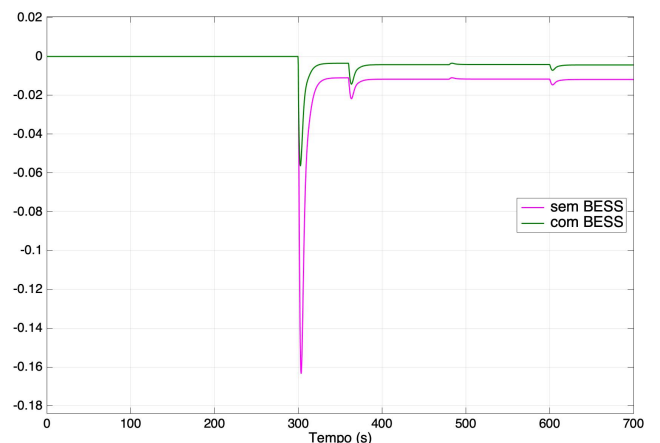


Figura 9. Desconexão da MT com e sem BESS

Com a Figura 9, fica evidente a eficácia e a importância do BESS. Além do desvio de frequência atingir valores transitórios bem menos significativos com o BESS, o desvio em regime permanente com relação à referência é consideravelmente menor na presença do sistema de baterias.

No caso de uma grande perturbação como a desconexão da microrrede da rede principal, verifica-se portanto que, diferentemente dos casos de pequenas perturbações, a estratégia de controle utilizada não provoca chaveamentos consecutivos indesejados do BESS, sendo além disso bastante efetiva para a estabilização da frequência.

6. CONCLUSÕES

Este artigo tem por objetivo avaliar os efeitos de sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) sobre o controle de frequência de microrredes operando em modo isolado. A estratégia de controle sugerida baseia-se na monitoração dos desvios de frequência, para determinar os instantes em que o sistema de controle em malha fechada do BESS deve ser acionado ou desativado. Esta ação de controle ocorre de forma cumulativa com o controle primário da geração convencional. Considera-se também a possível contribuição de outras fontes renováveis, como a geração fotovoltaica.

Em situações de perturbações de carga capazes de atingir os limites de acionamento do BESS, percebe-se a sua efetividade em reduzir as excursões de frequência, embora para pequenas perturbações de carga ocorram alguns chaveamentos consecutivos em um dos casos simulados. A monitoração contínua do SoC garante que o carregamento do BESS não atinja limites capazes de prejudicar a sua vida útil.

Adicionalmente, a simulação da desconexão da microrrede com a rede de média tensão é realizada com e sem a participação do BESS, a fim de averiguar sua eficácia. Neste caso a microrrede fica sujeita a uma grande perturbação e a ação do BESS mostra-se bastante efetiva para o amortecimento dos desvios de frequência, sem a ocorrência de chaveamentos repetitivos indesejados.

Como sugestão para futuras pesquisas, propõe-se o aprimoramento da estratégia de controle para pequenas perturbações, bem como a agregação de uma malha de controle secundário, capaz de garantir erro estático de frequência nulo em regime permanente.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da CAPES, viabilizado através do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSC. Adicionalmente, A. Simões Costa agradece o suporte do CNPq via Proc. 313468/2018-4.

REFERÊNCIAS

- Aditya, S. e Das, D. (1999). Application of battery energy storage system to load frequency control of an isolated power system. *International Journal of Energy Research*, 23(3), 247–258.
- Erickson, R.W. e Maksimovic, D. (2007). *Fundamentals of power electronics*. Springer Science & Business Media.
- Gil, N.J.C. (2009). *Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controle de Emergência para Multi-Micro Redes*. Ph.D. thesis, Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Guo, F., Wen, C., Mao, J., e Song, Y.D. (2014). Distributed secondary voltage and frequency restoration control of droop-controlled inverter-based microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(7), 4355–4364.
- Han, F., See, K., Feng, Y., Yu, X., e Yi, X. (2017). Online soc estimation for li-ion batteries: A survey explore the distributed secure cloud management to battery packs. In *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2017 12th IEEE Conference on*, 1838–1843. IEEE.
- Hatzigiargyriou, N., Jenkins, N., Strbac, G., Lopes, J.P., Ruela, J., Engler, A., Oyarzabal, J., Kariniotakis, G., Amorim, A., et al. (2006). Microgrids—large scale integration of microgeneration to low voltage grids. *CIGRE C6-309*.
- Lu, C.F., Liu, C.C., e Wu, C.J. (1995). Effect of battery energy storage system on load frequency control considering governor deadband and generation rate constraint. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 10(3), 555–561.
- Megel, O., Mathieu, J.L., e Andersson, G. (2013). Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control. In *ISGT Europe*, 1–5. Citeseer.
- Mercier, P., Cherkaoui, R., e Oudalov, A. (2009). Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1469–1477.
- Méglé, O., Mathieu, J.L., e Andersson, G. (2014). Scheduling distributed energy storage units to provide multiple services. In *2014 Power Systems Computation Conference*, 1–7.
- Nesje, B. (2015). *The need for Inertia in the Nordic Power System*. Master's thesis, NTNU.
- Rolim, L., Alves, M., Assis, T.M., La Gatta, P.O., e Taranto, G.N. (2018). Virtual inertia impact on microgrid voltage and frequency control. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 1–6. IEEE.
- Seheda, M.S. e Dudurych, O.B. (2016). Issues of inertia response and rate of change of frequency in power systems with different penetration of variable speed wind turbines. In *Electric Power Networks (EPNet), 2016*, 1–4. IEEE.
- Simões Costa, A. e Silva, A.S. (1995). *Notas de Aula de Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*. Depto. Engenharia Elétrica, UFSC.