

Battery Energy Storage System to Support Voltage in Distribution System with High PV Penetration

Lilian V. Pinheiro*. João Antônio G. Archetti
Mateus L. Lima, Thiago R. Barros, Janaína G. de Oliveira

**Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora – MG, Brasil
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE), Laboratório de Simulações Multiplataformas,
lilian.venturip@gmail.com, joaoarchetti@gmail.com, mateus.lopes@engenharia.ufjf.br,
thiago.barros2016@engenharia.ufjf.br, janaina.oliveira@ufjf.edu.br*

Abstract: This work performs a sensitivity analysis regarding the control of Battery Energy Storage System (BESS) for the regulation of voltage levels in a distribution system with high photovoltaic penetration. In the evaluated methodology, the BESS system is connected to a bidirectional DC/DC converter in current, through which it is possible to define the power to be absorbed or injected by the battery. By adjusting this reference power, it is possible to control the voltage profile of the network, and this adjustment is defined from reference curves that take into account the system's strategic voltage readings. By varying the parameters of the reference curve, the impact on battery power and, consequently, on the voltage profile of the system is evaluated, drawing a sensitivity of the voltage profile with the control reference curve. To test this methodology, a simulation environment was created via Simulink/Matlab, modeling the Cigré 18-Bus test system, to which photovoltaic generation points and the BESS system were added. Then, the system was submitted to real load and solar irradiation curves, and the performance of the BESS and the behavior of the voltage in the network were evaluated.

Resumo: Este trabalho realiza uma análise de sensibilidade referente ao controle de Sistemas de Armazenamento de Energia por meio de Baterias (SAEB) para regulação dos níveis de tensão em um sistema de distribuição com alta penetração fotovoltaica. Na metodologia avaliada, o sistema SAEB é conectado a um conversor CC/CC bidirecional em corrente, através do qual é possível definir a potência a ser absorvida ou injetada pela bateria. Ajustando esta potência de referência, é possível controlar o perfil de tensão da rede, e esse ajuste é definido a partir de curvas de referência que levam em consideração as leituras de tensão estratégicas do sistema. Variando os parâmetros da curva de referência, avalia-se o impacto na potência da bateria e, conseqüentemente, no perfil de tensão do sistema, traçando uma sensibilidade do perfil de tensão com a curva de referência de controle. Para testar esta metodologia, foi criado um ambiente de simulação via Simulink/Matlab, modelando o sistema de teste Cigré 18-Barras, ao qual foram adicionados pontos de geração fotovoltaica e o sistema SAEB. Em seguida, o sistema foi submetido a curvas de carga real e de irradiação solar, e avaliou-se o desempenho do SAEB e o comportamento da tensão na rede.

Keywords: Battery; Distributed Generation; Distribution System; High Penetration PV; Voltage Regulation.

Palavras-chaves: Bateria; Geração Distribuída; Sistema de Distribuição; Alta Penetração FV; Regulação de Tensão.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, fontes renováveis tornaram-se uma alternativa para fornecimento de energia às redes elétricas (Kroposki, 2017; Jurasz, 2020). No Brasil, a instalação de painéis fotovoltaicos está sendo feita em sua maioria por consumidores residenciais na rede de Baixa Tensão (BT). Essa forma de oferta é denominada Geração Distribuída (GD) (Baran, 2012) e tem sido impulsionada por várias vantagens, dentre elas a proximidade da geração às unidades

consumidoras, com potencial redução de perdas e congestionamento em trechos de alimentadores (Santo, 2012; Filho, 2013). Neste cenário, destaca-se o crescimento das gerações fotovoltaica e eólica (INEE, 2014; EPE, 2012).

O crescimento significativo de GD impacta o setor de energia elétrica e a sociedade, tornando necessário analisar suas conseqüências (Heideier, 2020). Por exemplo, uma penetração elevada de fontes renováveis de energia em uma rede de distribuição pode impactar a confiabilidade e a

estabilidade do sistema em razão da variabilidade dessas fontes (Mahmoud, 2017).

Os impactos de recursos distribuídos podem ser reduzidos em redes elétricas de menor porte, em que é possível regular unidades de controle próprias, sendo esse conjunto caracterizado como uma microrrede. Para isso, é necessária uma análise mais aprofundada do modo como essas fontes interagem com a rede de distribuição, bem como das características dos conversores da microrrede (Hossain, 2019).

Embora a maioria das unidades de GD seja de pequeno e médio porte em redes de baixa tensão, a penetração dessas fontes é elevada devido ao grande número de acessantes, o que pode resultar em fluxo reverso de carga, sobretensão, impacto na qualidade de energia e redução de vida útil de equipamentos. Esses efeitos, se não mitigados, podem limitar a propagação de GD na distribuição (Stetz, 2013; Shayani, 2011; Fandi, 2018; Stanelyte, 2020). Neste contexto, o armazenamento de energia torna-se essencial para enfrentar esses desafios. Essa opção viabiliza a concepção de sistemas de controle para o fornecimento contínuo, equilibrando a variação de microgeração local e/ou mantendo o suprimento de energia em caso de interrupção do fornecimento pela rede elétrica (Schreiber, 2020; Hashemi, 2017).

Na literatura, existem diversas técnicas para a regulação de tensão em um sistema de distribuição, dentre elas a utilização de sistemas de baterias para injeção ou absorção de potência ativa. A utilização do Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB, do inglês: *Battery Energy Storage System* -BESS) é um tema relevante para pesquisa e desenvolvimento, apresentando-se como uma forma atrativa para controle da tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), especialmente em redes com altas penetrações de GD, que devido a uma alta intermitência na geração, requerem mecanismos de controle com rápidas dinâmicas de atuação para manutenção da tensão dentro dos valores normalizados. A utilização de sistema de armazenamento baseado em baterias, é investigada no presente trabalho para mitigar problemas de desvio de tensão em uma rede de baixa tensão com alta penetração de geração fotovoltaica. Esse trabalho contribui com uma análise de sensibilidade dos mecanismos de controle que comandam o BESS, verificando o impacto na capacidade de regulação da rede.

Este trabalho está dividido em cinco seções. Além dessa primeira seção introdutória, a seção 2 descreve o sistema utilizado; a seção 3 apresenta a modelagem e o controle dos conversores, inversores, bem como a estratégia do seguidor do ponto de máxima potência (do inglês: *Maximum Power Point Tracking* - MPPT) utilizada e o circuito de sincronismo com a rede; a seção 4 apresenta e analisa os resultados obtidos das simulações e a seção 5 as principais conclusões, além de algumas perspectivas de trabalhos futuros.

2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O sistema implementado no Simulink/Matlab utilizado para obtenção dos resultados apresentados neste artigo é ilustrado na Fig. 1 e consiste em uma rede de 18 barras do Cigré, com as seguintes modificações: i) inclusão de curvas temporais de carga; ii) inserção do nível de penetração fotovoltaica (do inglês: *Photovoltaic*- PV) de 80% da demanda total do sistema distribuída entre as barras R15, R17 e R18. Os componentes

do sistema são descritos com maior detalhamento nas subseções a seguir.

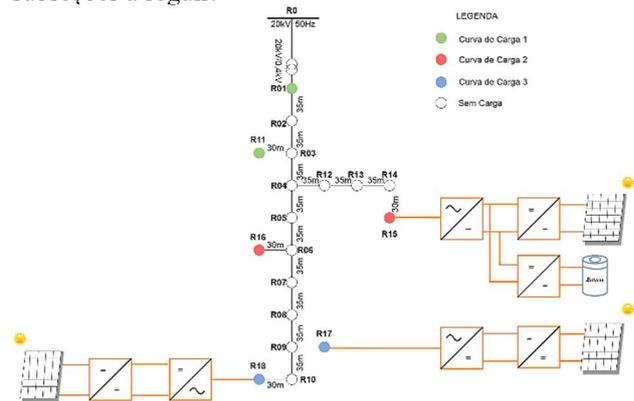


Fig. 1: Sistema Cigré 18 barras adaptado e utilizado na simulação.

2.1 Sistema Cigré 18 barras

O sistema Cigré 18 barras representa uma rede elétrica de distribuição trifásica europeia em baixa tensão com alimentadores curtos e subterrâneos, tensão nominal de 0,4 kV e frequência de 50 Hz, carga equilibrada, com demanda de 404 kVA modelada como potência constante, fator de potência indutivo de 0,95 (Cigré, 2014) e diagrama unifilar da Fig. 1. Um transformador conecta a saída da subestação de 20 kV ao sistema de 0,4 kV. Os alimentadores têm comprimentos entre 30 m e 35 m, a geometria dos condutores torna as linhas desequilibradas. A geração PV é conectada por meio de conversor CC-CC *boost* e conversor CC-CA. A legenda da Fig. 1 associa as cargas às suas curvas residenciais por cor, conforme Fig. 2, que também apresenta a curva normalizada de irradiação solar utilizada.

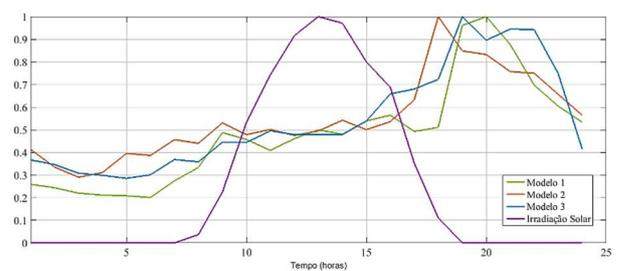


Fig. 2: Curvas de carga e de irradiação solar utilizadas.

As cargas do sistema estão conectadas em Y, modeladas como potência constante com valores equivalentes variáveis no tempo. Com base nos valores originais das cargas, o presente artigo associa o seu comportamento conforme as curvas de carga da Fig. 2, ou seja, os valores originais são proporcionais, ao longo do tempo, ao comportamento de curvas residenciais reais cedidas por uma concessionária de energia “Energisa” (Musse, 2017; Francisquini, 2006). O comportamento de irradiação solar da Fig. 2 é referente a uma curva real, obtida pelo LabSolar da Universidade Federal de Juiz de Fora e cedida para estudo.

2.2 Arranjo Fotovoltaico e Conversor em Modo Supridor

No presente trabalho, utiliza-se o modelo matemático de arranjo fotovoltaico de Nagahara (2009) proposto em Casaro (2008) e dados do painel fotovoltaico KC200GT da Kyocera, com potência nominal de 200 Wp (Casaro, 2008). Considera-se a conexão em série (N-M-S) e em paralelo (N-M-P) dos módulos fotovoltaicos e tensão do ponto de máxima potência (T_{PMP}) de 550 V. Assim, o conversor *boost* eleva a tensão no barramento CC (V_{CC}), modelada em (1), para que o inversor opere de forma adequada conforme (Almeida, 2011).

$$V_{CC} = \sqrt{3}V_{PAC} + (0,3 \text{ a } 0,5)\sqrt{3}V_{PAC} \quad (1)$$

Em que $\sqrt{3}V_{PAC}$ é a tensão de pico no PAC, 0,4 kV no sistema em estudo. De acordo com (1), a tensão do barramento CC deve ser entre 30% a 50% maior do que a tensão de pico do PAC e, portanto, o valor 30% foi escolhido, resultando em $V_{CC} = 900V$. Com isso, para 80% de penetração PV, igualmente distribuída entre as barras R15, R17 e R18, projeta-se a quantidade de módulos em série e paralelo.

2.3 Sistema de Armazenamento de Energia – Bateria e Conversor em Modo Suporte à Rede

A fim de fornecer suporte para o sistema de distribuição, o dimensionamento do sistema de armazenamento é realizado, para regular a tensão dentro de valores estabelecidos por norma. Para tanto, o sistema foi primeiramente analisado somente com a conexão de GD, através de simulações com variação de irradiação solar e carga a fim de identificar comportamentos tanto de sobretensão quanto de subtensão.

A barra R15 é escolhida para a alocação do BESS por apresentar alta sensibilidade com relação à variação de tensão e carga elevada, em comparação com as demais barras. Daí, com base na sobretensão, é dimensionada a bateria a partir de simulações com irradiação solar fixada no valor máximo de 1000 W/m² e baixo carregamento do sistema (40%), a fim de associar a potência absorvida com a redução de tensão.

O resultado foi que para 56 kW de potência absorvida pela bateria, o barramento R15 não tinha mais problemas de sobretensão. No entanto, barras mais afastadas necessitam de uma maior potência para regulação de tensão, de forma que apenas com uma potência de 130 kW, garantia-se que todas as barras do sistema se mantinham dentro de valores adequado de tensão. Portanto, definiu-se esse valor como a capacidade da bateria, sendo a potência máxima que o BESS consegue atuar no sistema analisado. O modelo de bateria de íons de lítio foi utilizado e os dados do banco são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Configuração do banco de baterias.

Capacidade Nominal (kAh)	1
Potência Nominal (kW)	130
Tensão Nominal (V)	650

Dentre as topologias disponíveis para a conexão de um sistema de armazenamento de energia por meio de baterias, o conversor CC-CC bidirecional em corrente é utilizado no presente trabalho para a integração da bateria em paralelo ao barramento CC, de forma a controlar a sua carga e descarga.

A malha de corrente do conversor bidirecional, em que o controlador é representado por $C_{i,cc(s)}$ na Fig. 3, tem a função

de controlar a corrente que flui entre a bateria e o barramento CC, definindo assim a potência da bateria.

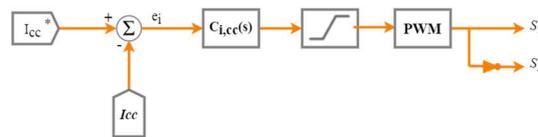


Fig. 3: Malha de controle de corrente do barramento CC.

A função de transferência da malha de controle de corrente do conversor CC-CC bidirecional é expressa por:

$$\frac{I_{CC}}{u} = \frac{1}{L_{bat}s + R_{bat}} \quad (2)$$

A similaridade da topologia de meia ponte do conversor bidirecional com o inversor (conversor em meia ponte por fase), e a utilização de um filtro RL, faz com que exista uma relação na malha de corrente desses conversores. Com isso, emprega-se um controlador do tipo Proporcional-Integral (PI), em que os valores dos ganhos $K_{p,cc}$ e $K_{i,cc}$ são obtidos por meio dos valores de resistência (R_{bat}), indutância (L_{bat}) e de uma constante de tempo $\tau_{i,cc}$.

2.4 Conversor CC-CA conectado à Rede Elétrica

Conversores CC-CA, também conhecidos na literatura como inversores, são pontes de chaves semicondutoras que têm como principal objetivo transformar corrente contínua em alternada por meio da comutação de dispositivos eletrônicos (Almeida, 2011). No presente trabalho, foram utilizados três conversores fonte de tensão (do inglês: *Voltage Source Converter* - VSC), trifásicos, conectados às barras R15, R17 e R18. A frequência de chaveamento por modulação de largura de pulso (do inglês: *Pulse Width Modulation* - PWM) é de 20 kHz. A modelagem do inversor e os parâmetros dos controladores são descritos na próxima seção.

3. METODOLOGIA

3.1 Sistema de Controle dos Conversores Utilizados

Esta seção apresentará os conversores utilizados nas simulações e suas estruturas de modelagem e controle.

3.1.1 Conversor Boost (Sistema PV)

O conversor CC-CC *Boost*, inserido entre o painel fotovoltaico e o inversor CC-CA, tem o controle baseado na implementação do algoritmo de MPPT, que garante que o módulo PV opere sempre no ponto de máxima potência, de acordo com a temperatura, irradiação solar e variações na carga. As entradas desse conversor são os valores de tensão (V_{PV}) e de corrente (I_{PV}) do painel fotovoltaico, enquanto que as saídas calculadas são as variações de tensão (ΔV) e de potência (ΔP).

A técnica P&O (Perturba e Observa, do inglês: *Perturb and Observe*) utilizada para encontrar o ponto de máxima potência, incrementa e decrementa o valor da razão cíclica do conversor

Boost para obter variação de potência igual a zero (Jr, 2013). Desta maneira, ao incrementar e decrementar a razão cíclica, não há a necessidade de projetar o controlador de corrente ou de tensão do conversor, o que torna a implementação mais simples através de menor quantidade de controladores no sistema.

3.1.2 Conversor CC-CC Bidirecional em Corrente (Bateria)

A malha de controle de corrente, ilustrada na Fig. 3, apresenta uma constante de tempo $\tau_{i,cc} = 0,01$ s. A partir da resistência da bateria $R_{bat} = 0,3$ e de sua indutância $L_{bat} = 1$ mH, tem-se o valor do controlador da malha interna de corrente, $K_{pi,cc} = 0,1$ H/s e $K_{ii,cc} = 30$ /s. A Tabela 2 resume os parâmetros de projeto e dos controladores das malhas de controle de tensão e de corrente do conversor bidirecional.

Tabela 2. Parâmetros de projeto do conversor CC-CC bidirecional em corrente.

Parâmetros	Valores
C_{bat} (μ F)	3537
R_{bat} (Ω)	0,3
L_{bat} (mH)	1
$K_{i,cc}$ (Ω /s)	30
$K_{p,cc}$ (H/s)	0,1

3.1.3 Inversor Conectado à Rede – Malha de Corrente

A estratégia utilizada neste trabalho denomina-se controle no modo de corrente e pode ser encontrada em (Almeida, 2011; Yazdani, 2010). As deduções utilizam a transformada de Park, que passam a dinâmica do lado CA do inversor para coordenadas dq . Sabendo-se que a frequência de chaveamento (f_c) escolhida é de 20 kHz, calculou-se a constante de tempo τ_i necessária para obter os controladores da malha de corrente. Considerando a constante de tempo τ_i dez vezes mais lenta do que a frequência de chaveamento do inversor (Almeida, 2011), tem-se que $\tau_i = 0,5$ ms.

Pelas deduções de Yazdani (2010), após o desacoplamento das malhas de eixo direto e em quadratura, obtém-se a mesma dinâmica para ambas e o mesmo controlador PI pode ser usado para o controle da malha de corrente

Os valores dos parâmetros dos controladores, juntamente com os valores dos componentes utilizados, encontram-se na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros de projeto e valores dos ganhos do controlador da malha de corrente do VSC.

Parâmetros	Valores
f_s (Hz)	50
F_c (kHz)	20
L_f (mH)	5
R_{eq} (m Ω)	330
T (ms)	0,5
$K_{P,i}$ (H/s)	10
$K_{L,i}$ (Ω /s)	660

Com os controladores da malha de corrente obtidos, as correntes de referência I_{dref} e I_{qref} precisam ser geradas por uma malha externa de tensão.

3.1.4 Inversor Conectado à Rede – Malha de Tensão

Como extensão do controle de corrente descrito anteriormente, tem-se o controle de tensão do barramento CC, a partir de comparação da tensão medida neste barramento CC com a tensão de referência. O resultado da comparação gera um sinal de erro enviado ao controlador PI, que produz uma saída que serve como referência de I_{dref} . O diagrama de blocos da malha de controle de tensão do barramento CC do VSC é mostrado na Fig. 4.

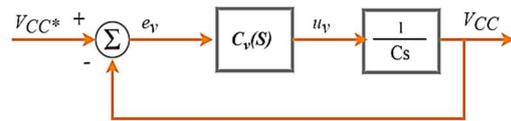


Fig. 4: Diagrama de blocos da malha de controle de tensão.

Portanto, a função de transferência em malha fechada pode ser expressa pela forma canônica como:

$$G_{MF,v}(s) = \frac{V_{cc}}{V_{cc}^*} = \left(\frac{k_{p,v}}{C} \right) \frac{\left(s + \frac{k_{i,v}C}{k_{p,v}} \right)}{\left(s^2 + \frac{k_{p,v}}{C} s + \frac{k_i}{C} \right)} \quad (5)$$

A partir de (5), é possível determinar os ganhos do controlador de tensão, conforme (6):

$$\begin{cases} k_{p,v} = 2\xi C \omega_n \\ k_{i,v} = C \omega_n^2 \end{cases} \quad (6)$$

Em que $k_{p,v}$ é o ganho proporcional do controlador, $k_{i,v}$ é o ganho integral, C é a capacitância do barramento CC, ξ é o fator de amortecimento e ω_n é a frequência de corte da função de transferência.

3.2 Suporte de Tensão: Conversor Bidirecional

O comparador utilizado para implementar a lógica de suporte de tensão do sistema de distribuição, por meio do conversor CC-CC bidirecional, está representado na Fig. 5. A partir da leitura das tensões dos barramentos sujeitos as maiores variações de tensão, que são justamente aqueles nos quais a geração PV foi conectada (R15, R17 e R18), define-se uma corrente que será utilizada como referência para o controlador PI. A saída do controlador PI é saturada e passa por um processo de modulação PWM para definir o acionamento dos interruptores S_1 e S_2 que trabalham de forma complementar, definindo se a bateria deve absorver ou injetar potência na rede.

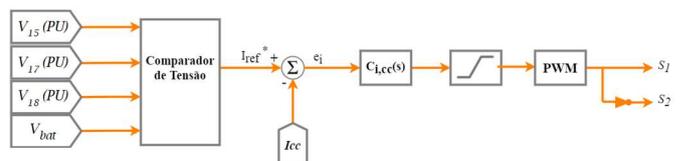


Fig. 5: Malha de controle do conversor bidirecional em corrente com atuação do comparador.

A corrente de referência (I_{ref}) é obtida pela razão entre a potência de referência (P_{ref}) e a tensão lida nos terminais da bateria (V_{bat}) conforme expresso em (7). Define-se uma potência de referência para cada uma das tensões lidas e a soma ponderada desses valores será (P_{ref}), conforme indicado em (8). As ponderações (K_{15} , K_{17} e K_{18}) foram obtidas empiricamente e indicadas na Tabela 4, estando relacionadas com a distância entre a bateria e a barra que se deseja controlar. Quanto mais distante a barra controlada estiver da bateria, maior a potência necessária para promover a variação de tensão, o que justifica as barras R17 e R18 apresentarem um fator de ponderação que é o dobro da barra R15, onde está conectado a bateria. Uma vez que as tensões dessas barras se encontrem dentro da faixa adequada, todas as demais tensões do sistema também estarão.

$$I_{ref} = \frac{P_{ref}}{V_{bat}} \quad (7)$$

$$P_{ref} = K_{15}P_{ref,15} + K_{17}P_{ref,17} + K_{18}P_{ref,18} \quad (8)$$

Tabela 4. Fatores de ponderação.

Parâmetros	Valores
K_{15}	0,26
K_{17}	0,53
K_{18}	0,53

As potências $P_{ref,15}$, $P_{ref,17}$ e $P_{ref,18}$ serão definidas a partir da leitura das tensões V_{15} , V_{17} e V_{18} , respectivamente, conforme a curva indicada na Fig. 6. Caso o valor de tensão ultrapasse a faixa adequada, ou seja, superior a 1,05 p.u. ou inferior a 0,95 p.u., a referência de potência será equivalente à potência nominal da bateria (130 kW). Para tensões entre 0,98 p.u. e 1,02 p.u., o desvio em relação a tensão nominal é pequeno e, portanto, não há necessidade de atuação da bateria, sendo a potência de referência nula. Já para tensões intermediárias, entre 0,95 p.u. e 0,98 p.u. e entre 1,02 p.u. e 1,05 p.u. a bateria opera conforme a reta descrita na Fig. 6.

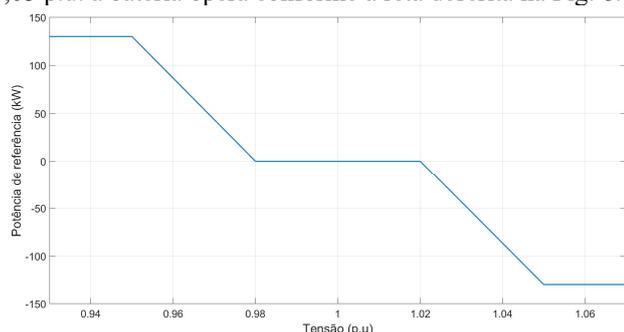


Fig. 6: Curva de potência de referência da bateria com atuação no conversor bidirecional.

O sinal positivo da potência de referência indica que a bateria está injetando potência ativa no sistema a fim de elevar a tensão. Já o sinal negativo indica que a bateria está absorvendo potência da rede com o intuito de reduzir o perfil de tensão.

3.3 Análise de sensibilidade

Alterações podem ser realizadas sobre a curva da Fig. 6, de forma a se alterar a referência de potência da bateria. É possível alterar as faixas de operação bem como o perfil da curva, alterando, portanto, a potência de operação da bateria e avaliando-se o impacto no perfil de tensão do sistema. A Fig. 7 ilustra algumas dessas modificações.

A potência de referência anteriormente apresentada na Fig. 6 é indicada no gráfico da Fig. 7 como Caso 1. Partindo-se dela, a primeira alteração feita foi ampliar a faixa de tensão em que a bateria atuava fora do valor nominal, ou seja, os intervalos de 0,95 a 0,98 p.u. e 1,02 a 1,05 p.u. foram ampliados para 0,95 a 0,99 p.u. e 1,01 a 1,05 p.u., mantendo o perfil linear da curva e resultando na curva descrita como Caso 2. É possível ver que para a faixa descrita acima, a potência de referência é superior ao Caso 1.

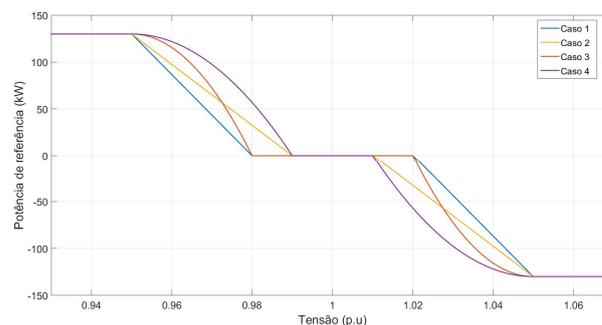


Fig. 7: Curvas de referência de potência da bateria modificadas.

A segunda alteração foi em modificar o perfil da curva, mantendo a faixa de operação originalmente apresentada. Nesse caso, adotou-se uma curva em formato de arco de parábola indicada como Caso 3. Por fim, a terceira alteração foi inserir as alterações anteriormente descritas, mas de forma simultânea, ou seja, ampliou-se a faixa de operação e o perfil da curva, resultando na curva descrita como Caso 4. É possível notar que em todos os casos, a bateria é a mesma, com uma potência nominal de 130 kW. Também se observa que todas as alterações impactaram em uma curva de potência superior, em módulo, ao Caso 1 para períodos em que a bateria opera abaixo de sua potência nominal, o que terá um impacto no perfil de tensão da rede conforme será visto adiante.

4. RESULTADOS E ANÁLISES

Esta seção apresenta os resultados de simulação obtidos através da utilização de comparadores para suporte de tensão do sistema de distribuição Cigré 18 barras em BT com unidades PV distribuídas, bem como da implementação desses comparadores na regulação de tensão do sistema.

A Fig. 8 apresenta as tensões nodais do sistema com a presença de geração PV na rede, considerando as curvas de irradiação solar e de carga da Fig. 2. Esta análise tem como objetivo avaliar o comportamento do sistema diante da penetração PV e os possíveis desvios de tensão em relação aos limites estabelecidos por norma. Destaca-se que as barras com penetração PV, R15, R17 e R18, são localizadas nas extremidades dos alimentadores, distantes da subestação e que o montante de potência PV de 80% da demanda total do sistema equivale a 323 kVA. Como este montante é

igualmente distribuído, cada uma das barras citadas recebe aproximadamente 108 kVA. A utilização do mesmo valor visa proporcionar condições similares para variação de tensão nas barras mais críticas do sistema, ou seja, naquelas mais sensíveis à GD.

De acordo com a Fig. 8, é possível observar ao longo da simulação a ocorrência de sobretensão nas barras R10, R14, R15, R17, R18, e de subtensão nas barras R14, R15, R17 e R18. Destaca-se que mesmo as barras R10 e R14, que não têm acoplamento direto com PV, também apresentam violação de tensão, devido à proximidade com as barras terminais de GD, haja vista que os trechos do sistema têm comprimento reduzido, implicando em um impacto do PV em barras adjacentes.

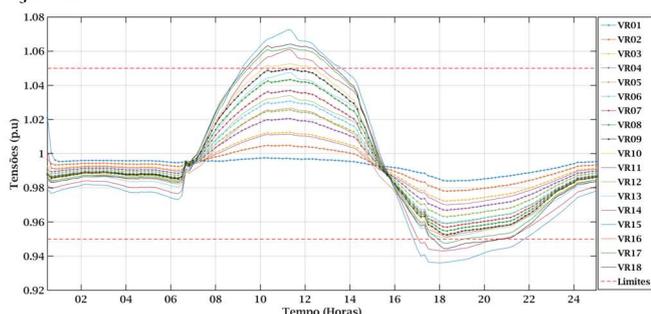


Fig. 8: Perfil de Tensão do Cigré 18 barras com PV e sem BESS.

A seguir, são apresentados os resultados da atuação do BESS conectado ao conversor CC-CC bidirecional, que controla a corrente de carga e descarga da bateria, controlando a potência a ser injetada ou absorvida por esta. A barra R15 foi escolhida para a inserção do BESS, por se tratar da barra mais impactada pela GD, ou seja, a barra com maiores níveis de subtensão e sobretensão, conforme Fig. 8.

A Fig. 9 mostra os perfis de tensão do sistema Cigré 18 barras após a inserção do BESS com o comparador no Caso 1. Observa-se que as todas as tensões ficam compreendidas entre os valores estabelecidos por norma, 0,95 p.u. e 1,05 p.u., mesmo quando a GD tem maior injeção de potência na rede, ou seja, no período de pico de irradiação solar.

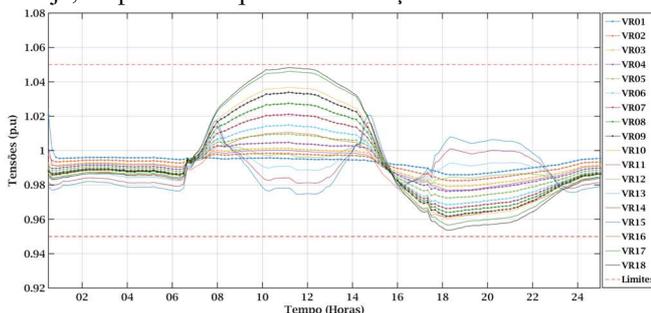


Fig. 9: Perfil de Tensão do Cigré 18 barras com PV e com BESS Caso 1.

Percebe-se uma nítida inversão do comportamento da tensão da barra R15 e das barras adjacentes a ela, como R14 e R13, uma vez que durante o período de alta irradiação solar, a elevação no perfil de tensão do sistema sensibiliza o comparador para que a bateria absorva potência ativa, com o intuito de reduzir o perfil de tensão das barras controladas e, consequentemente, do sistema como um todo. Dessa forma, o

barramento R15 que na Fig. 8 apresentava valores próximos de 1,07 p.u. no momento de máxima irradiação passa a registrar tensões inferiores a 0,98 p.u. para esse mesmo período conforme a Fig. 9. Como consequência da atuação do BESS, é possível observar uma redução do perfil de tensão das demais barras, incluindo as barras R17 e R18 que estão distantes do BESS.

A Fig. 10 faz uma análise da alteração do perfil de tensão da barra R15 mediante a inserção do BESS. No gráfico superior à direita é possível ver a potência injetada pela geração PV e no gráfico superior à esquerda a respectiva tensão da barra R15 sujeito a essa geração sem a presença do BESS. Já no gráfico inferior à direita, é possível a potência do BESS, agora inserido no sistema, e no gráfico inferior à esquerda o novo perfil de tensão da barra R15. Vê-se que durante o período de máxima irradiação a geração PV tem um pico de 108 kW que causa uma sobretensão no sistema, sendo esse problema corrigido com a inserção da bateria que absorve uma potência próxima à nominal para esse mesmo período. Já no período da noite, o problema de subtensão devido à alta demanda é corrigido em razão da injeção de potência pela bateria, trazendo o perfil de tensão para acima de 1,05 p.u. no período da noite.

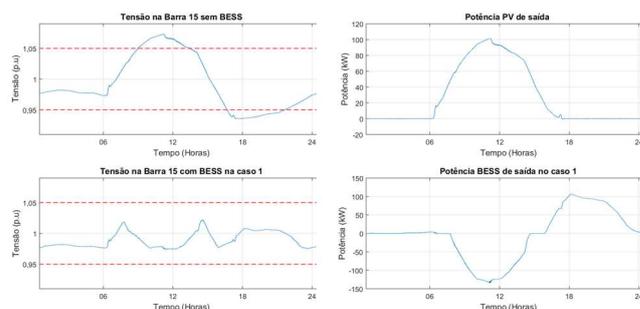


Fig. 10: Comparação da inserção do BESS no Caso 1.

Em seguida são apresentados os resultados para os Casos 1, 2, 3 e 4 conforme as curvas de referência da Fig. 7. Como o perfil de tensão das barras do sistema se mantém semelhante ao indicado na Fig. 9, optou-se por exibir uma comparação entre os Casos 1, 2, 3 e 4 somente no que se refere à potência do BESS e no perfil de tensão das barras críticas. Uma vez que as barras críticas do sistema, ou seja, aquelas sujeitas às maiores variações de tensão, apresentem valores adequados, conclui-se que as demais barras, caracterizadas por menores oscilações de tensão, também apresentarão níveis adequados de tensão.

Na Fig. 11 podemos observar no gráfico superior à direita a potência do BESS para o Caso 1, indicado em azul, para o Caso 2, indicado em amarelo, Caso 3, em laranja e Caso 4, em roxo. Conforme a expectativa indicada pela Fig. 7, a bateria operou com valores crescentes de potência, sendo o Caso 1 o de menor potência e o Caso 4 o de maior potência de operação. Além disso, para os Casos 2 e 4, devido a ampliação da faixa de tensão em que o BESS opera, observa-se atuação desses dispositivos no período da madrugada, característica que não era observada no Caso original. Esse aumento de potência do BESS para os casos em geral, repercute diretamente na tensão da barra R15 devido a sua proximidade com a bateria. No gráfico superior à esquerda, vemos que ocorre uma redução do perfil de tensão da barra R15 durante o período de geração

solar, e uma elevação do perfil de tensão no restante do dia, de todos os demais Casos em comparação ao Caso 1, sendo mais expressiva essa diferença quanto maior a potência do BESS, justamente pelo fato de se absorver uma maior potência no período da alta irradiação solar e injetar mais potência no restante do dia.

No entanto, as variações na potência do BESS não são suficientes para alterar as tensões de barras remotas entre os casos, o que é indicado nos gráficos localizadas na parte inferior da Fig. 11, que indicam à esquerda, a tensão da barra R17 e à direita, a tensão da barra R18. Nesses casos vemos que as curvas dos quatro Casos analisados estão bem próximas, o que indicam que não houve uma alteração significativa do perfil de tensão entre eles, isso se deve ao fato de que, por estarem mais afastadas da bateria, essas barras possuem uma menor sensibilidade de variação de tensão em relação a potência de operação do BESS e, assim, necessitam de maiores variações na potência do BESS para sofrerem alterações significativas de tensão.

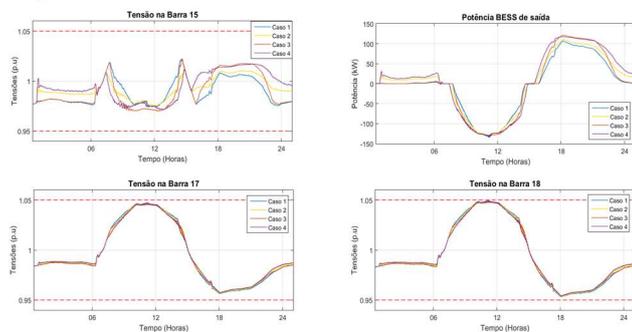


Fig. 11: Comparação potência BESS e tensões críticas Casos 1, 2, 3 e 4.

5. CONCLUSÕES

Esta pesquisa investigou a capacidade dos armazenadores de energia por meio de baterias para mitigar problemas de violação de tensão na presença de geração fotovoltaica. Para tanto, analisou o desenvolvimento de um sistema híbrido constituído de um arranjo PV e uma bateria conectados ao mesmo inversor. Foi utilizada a ferramenta de comparação para suporte de tensão aplicada ao conversor CC-CC bidirecional. Para a realização das simulações, foram consideradas curvas de carga e de irradiação solar, em um período de 24 h, inseridos em um sistema teste de distribuição em baixa tensão do Cigré.

Os resultados, obtidos com as simulações, demonstraram que a utilização do sistema de armazenamento proporcionou, de forma eficaz, a regulação de tensão do sistema, solucionando os problemas de sobretensão devido à alta geração PV no período de alta irradiação solar, e os problemas de subtensão devido à alta demanda ao final da tarde. Além disso, foi possível observar que alterações nas curvas de referência do comparador implicam em um impacto direto na potência de operação do BESS e que tendem a ter um impacto local nas tensões próximas ao ponto de conexão da bateria, porém são insuficientes para impactar barramentos mais distantes, que apresentam menor sensibilidade de tensão em relação a potência do BESS, de forma a demandarem maiores

variações de potência para sofrerem variações significativas de tensão.

Como propostas de trabalhos futuros, faz-se necessário a formulação de uma metodologia que descreva a sensibilidade da tensão de cada barra com a variação da potência do BESS, definindo um raio de atuação da bateria; definição de um modelo para a locação ótima do BESS para suporte de tensão; teste do sistema submetido a penetração de outros recursos energéticos distribuídos, a exemplo de veículos elétricos, que tendem a aumentar sua participação na rede e a alterar o perfil de tensão.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fapemig, CNPq, CAPES, Finep, Inerge e o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica-PPEE por apoiar este projeto.

REFERÊNCIAS

- Almeida P. M., (2011). Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição, Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica-PPEE.
- Baran M. E., (2012). Accommodating high PV penetration on distribution feeders, IEEE Transactions on smart grids.
- Casaro M. M., Martins D. C., (2008). Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação, Eletrônica de Potência. Volume 13(3), 141-146.
- Cigré, (2014). Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. Disponível em: <https://e-cigre.org>. Acesso em: 25 Janeiro 2022.
- Epe, (2012). Plano decenal de expansão de energia 2026. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>. Acesso em: 21 Janeiro 2022.
- Fandi G., Ahmad I., Igbiovvia F., Mulle Z., Tlusty J., (2018). Voltage regulation and power loss minimization in radial distribution systems via reactive power injection and distributed generation unit placement, Energies.
- Filho W.P. B., Azevedo A. C. S. (2013). Geração distribuída: vantagens e desvantagens, II Simpósio de estudos e pesquisas em ciências ambientais na Amazônia.
- Francisquini A. A., (2006). Estimação de curvas de carga em pontos de consume e em transformadores de distribuição, Master Thesis, Universidade Estadual Paulista – UNESP.
- Hashemi S., Østergaard J., Degner T., Brandl R., Heckmann W., (2017). Efficient control of active transformers for increasing the pv hosting capacity of lv grids, IEEE Trans. Ind. Informat.
- Heideier R., Bajay S. V., Jannuzzi G. M., Gomes R. D., Guanais L., Ribeiro I., Paccola A., (2020). Impacts of photovoltaic distributed generation and energy efficiency measures on the electricity market of three

- representative brazilian distribution utilities, Energy for Sustainable Development, IEEE.
- Hossain M. A., Pota H. R., Hossain M. J., Blaabjerg F., (2019). Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities, International Journal of Electrical Power Energy Systems, IEEE.
- Inee, (2014). *INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética)*, O que é geração distribuída. Disponível em: <http://www.inee.org.br>. Acesso em: 22 Janeiro 2022.
- Jr P. A. S., (2013). Analysis of mppt techniques applied to the dcm multiphase boost converter for the mitigation of partial shading in pv arrays, IEEE Trans. Ind. Electron.
- Jurasz J., Canalesc F., Kiesd A., Guezgouze M., Belucof A., (2020). A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions, IEEE Latin America Transactions, IEEE.
- Kroposki, B., Johnson B., Zhang Y., Gevorgian V., Denholm P., Hodge B., Hannegan B., (2017). Achieving a 100% renewable grid: operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy, IEEE Power Energy Mag., IEEE.
- Mahmoud M., Alyazidi N., Abouheaf M., (2017). Adaptive intelligent techniques for microgrid control systems: A survey, International Journal of Electrical Power Energy Systems.
- Musse B. F., (2017). Controller-hardware-in-the-loop simulation of a distribution system with PV penetration using RTDS and Dspace, Brazilian Power electronics conference (COBEP).
- Nagahara F. T., (2009). Aplicação da energia solar em domicílios distantes da rede elétrica, Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Santo P., Rther R., (2012). The potencial of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil, Energy and Buildings.
- Shayani R., Oliveira M., (2011). Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems, IEEE Trans. Power Syst.
- Stanelyte D., Radziukynas V., (2020). Review of voltage and reactive power control algorithms in electrical distribution networks, Energies.
- Stetz T., Marten F. B., (2013). Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany, IEEE Trans. Sustain.
- Yazdani A., Iravani R., (2010). Voltage-Sourced Converters in Power System: Modeling, Control and Applications, Wiley IEEE Prees.