

Análise do Controle de Potência Reativa de Sistemas de Armazenamento em um Alimentador de Distribuição Real

João Paulo Assunção de Souza *
 Wallace do Couto Boaventura * Lucas de Godoi Teixeira **
 Leonardo Henrique de Melo Leite **
 Marina Hassen de Souza *** Danilo Derick Silva Alves ***
 Samuel Pereira da Rocha ***

* *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, MG.*

** *FITec - Fundação para Inovações Tecnológicas, Belo Horizonte, MG.*

*** *Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, Belo Horizonte, MG.*

Emails: joaopaulo.vga@yahoo.com.br, wventura@cpdee.ufmg.br,
 lteixeira@fitec.org.br, leite@fitec.org.br, marina.hassen@cemig.com.br,
 danilo.silva@cemig.com.br, samuel.rocha@cemig.com.br

Abstract: With the popularization of distributed photovoltaic generation, the operation of distribution networks is changing due to the challenges that arise with the penetration increase of this type of source in the system, such as overvoltage situations and reverse power flow. One way to mitigate such effects is the use of battery energy storage systems (BESS), whose technology has experienced rapid development around the world. In this context, this work studies the influence that the reactive power control of BESS can have on a real distribution feeder in its original configuration and also with a possible load transfer maneuver. The studied feeder is located in Belo Horizonte-MG, and it's responsible for the energy supply of the Mineirão stadium and part of the Federal University of Minas Gerais. The feeder has a photovoltaic generation unit of 1320 kWp and the planned installation of two BESS. The methodology consists of finding typical load curves using feeder measurement data and simulating the power flow using OpenDSS to analyze the influence that the power factor control and Volt-VAR control of the BESS have on the losses and minimum voltage of the feeder.

Resumo: Com a popularização da geração distribuída fotovoltaica, o modo de operação da rede de distribuição está mudando devido aos desafios que surgem com o aumento da penetração deste tipo de fonte no sistema, como situações de sobretensão e fluxo reverso. Uma maneira de se mitigar tais efeitos é o uso de sistemas de armazenamento de energia com baterias (SAEB), cuja tecnologia tem experimentado um desenvolvimento acelerado ao redor do mundo. Dentro deste contexto, este trabalho estuda a influência que o controle de potência reativa de SAEBs pode ter em um alimentador real de distribuição em sua configuração original e também com uma possível manobra de transferência de carga. O alimentador estudado se encontra em Belo Horizonte-MG, é responsável pelo suprimento de energia do estádio do Mineirão e de parte de Universidade Federal de Minas Gerais, possui uma unidade de geração fotovoltaica de 1320 kWp e implantação prevista de dois SAEBs. A metodologia consiste em encontrar curvas de cargas típicas utilizando dados de medição do alimentador e simular o fluxo de potência utilizando o *OpenDSS* para analisar a influência que o controle de fator de potência e o controle Volt-VAR dos SAEBs tem nas perdas e na tensão mínima do alimentador.

Keywords: Battery Energy Storage Systems; Distribution Systems; Reactive Power Control.

Palavras-chaves: Sistemas de Armazenamento de Energia com Baterias; Sistemas de Distribuição; Controle de Potência Reativa.

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos anos, constatou-se o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas no setor elétrico, tendo como característica mais visível o ciclo expansionista de fontes renováveis e alternativas. No contexto brasileiro, a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) tem crescido abruptamente, atingindo ao fim de 2019,

* Este trabalho foi realizado com o apoio financeiro da CAPES - Brasil/PPGEE, FAPEMIG, CNPq e ANEEL/CEMIG - Projeto P&D CEMIG - D0722.

a marca de 111.109 novos sistemas, aproximadamente o dobro do montante instalado desde o marco regulatório em 2012 ANEEL (2012) até o fim de 2018. No início de fevereiro de 2020, a ANEEL ¹ já registra 177.837 unidades de GDFV, totalizando 2,23 GW de capacidade instalada, compensando créditos de 236.306 UCs ao redor das áreas de concessão brasileiras.

O crescimento da GDFV na BT tem levado muitos países ao longo do mundo a enfrentarem sérios desafios técnicos

¹ http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp

como: alto fluxo reverso, sobretensões, mudanças nas perdas técnicas das redes, sobrecargas em linhas e transformadores, mudanças nos níveis de harmônicos, etc. Todos esses impactos proporcionados pelo crescimento em massa da GDFV na BT tem sido muito bem documentados na literatura técnica bem como mostrado em Haque and Wolfs (2016). É nítido que essa alteração de concepção acarreta em desafios para os diversos setores das concessionárias de energia.

Por outro lado, as fontes de GDFV podem, por meio dos seus inversores, injetar ou absorver potência reativa. Tal alternativa pode ser a solução para os problemas técnicos destacados no parágrafo anterior, sem gerar custos para a distribuidora, uma vez que os mesmos já apresentam funcionalidades para atuar localmente no ponto de conexão na rede conforme discutido em Seal and Ealey (2016). Técnicas de controle clássicas e simples, tais como Volt-Var e Fator de Potência Fixo são comumente utilizadas. Em Pecenk et al. (2017) os autores aplicam esses modos de controle para demonstrar o efeito da utilização dos inversores inteligentes nos principais parâmetros de uma rede rural da Califórnia. Já em de Godoi Teixeira et al. (2019), para demonstrar o efeito nas perdas técnicas correlacionando-as com os níveis de tensão, foram criados cenários de carga, níveis de penetração de GDFV e técnicas de controle do inversor para exibir o comportamento anual em um alimentador real de distribuição brasileiro.

Uma outra forma possível de tratar os problemas da rede surge com o armazenamento de energia. Em desenvolvimento acelerado e com custos cada vez menores, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEBs) possibilitam ao operador um conjunto de aplicações extras, tais como melhora do perfil de tensão, redução de perdas, nivelamento de cargas como mostrado em Kittner et al. (2017); Deeba (2016); Luo et al. (2015).

No contexto brasileiro, esta tecnologia é pouco conhecida no que tange as aplicações nos sistemas de distribuição, tendo os primeiros projetos oriundos da chamada de P&D Estratégico número 21 da ANEEL, que deu origem ao P&D D722 - *Análise de Arranjo Técnico e Comercial baseado em uma Planta Piloto de Sistema Distribuído de Armazenamento de Energia em Alimentador Crítico da Rede de Distribuição de 13,8 kV* Costa et al. (2017), a ser implantado na rede primária da CEMIG-D. O presente artigo surgiu de um estudo realizado no contexto deste trabalho.

2. METODOLOGIA

A metodologia consiste em verificar os efeitos do controle de potência reativa de SAEBS no perfil de tensão e nas perdas de um alimentador real de média tensão (13,8kV), considerando que o conversor de potência dos SAEBS possui a capacidade de atuar nos quatro quadrantes de potência, ou seja, que pode injetar e absorver potência ativa da rede e também alterar o fator de potência através do deslocamento angular da corrente de saída com relação a tensão na rede. Será utilizado o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) para realizar simulações, que levarão em conta duas configurações diferentes da rede,

bem como as curvas de carga obtidas por meio de medições ao longo do alimentador.

2.1 Descrição do Alimentador

O sistema utilizado neste trabalho é um alimentador real de média tensão, localizado em Belo Horizonte - MG. Este alimentador é responsável pelo suprimento de energia de parte da Universidade Federal de Minas Gerais e do estádio do Mineirão, tendo uma carga média de 2,6 MVA com o pico de carga podendo atingir 6 MVA. A usina fotovoltaica do estádio mineirão, cujos detalhes são descritos em Monteiro et al. (2017), que conta potência instalada de 1420 kWp e capacidade de injeção de potência de 1320 kWp, é conectada ao alimentador. Está prevista a instalação de dois sistemas de armazenamento com baterias, um com capacidade de energia de 1 MWh e potência de 750 kVA utilizando baterias de íon-lítio e o outro com capacidade de energia de 750 kWh e potência de 400 kVA utilizando baterias de chumbo-ácido avançado. No SAEB de íon Lítio é considerado que a descarga de sua capacidade de armazenamento nominal pode ser feita em 4 horas e portanto a potência ativa máxima que o SAEB de lítio poderá fornecer é de 250 kW. Já para o SAEB de chumbo-ácido avançado a descarga da capacidade de armazenamento pode ser feita em 6 horas, logo a potência ativa máxima que o SAEB de chumbo ácido avançado poderá fornecer é de 125 kW. Tais limites de tempo para a descarga da bateria são pratica comum na indústria de armazenamento de energia e tem por objetivo maximizar a vida útil das baterias. Em Keshan (2016) é mostrado que para correntes elevadas a capacidade das baterias é reduzida tanto para a tecnologia de íon-lítio quanto para a tecnologia de chumbo-acido avançado.

O alimentador, em sua configuração original, conta com quatro pontos de medição de potência, sendo um na subestação (Medidor SE), um na usina fotovoltaica do estádio (Medidor UFV), um na entrada da UFMG (Medidor 1) e outro dentro da UFMG (Medidor 2). Os pontos de medição dividem o alimentador em zonas, chamadas de grupo de cargas (GC), que são ilustradas na Figura 1. A segunda configuração do alimentador estudado é mostrada na Figura 2 e consiste na topologia original, acrescida da conexão de parte de um alimentador adjacente, responsável pelo suprimento de energia de outra parte da UFMG.

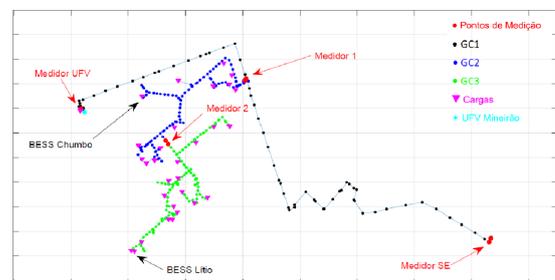


Figura 1. Alimentador de média tensão real utilizado.

2.2 Obtenção das Curvas de Carga

O formato das curvas de carga foram obtidos através de dados provenientes dos pontos de medição ilustrados na Figura 1. Estes dados consistem na medição de potência

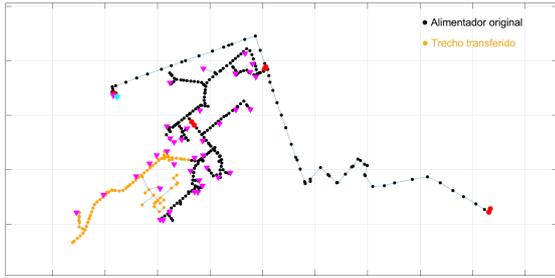


Figura 2. Alimentador manobrado.

do dia 01/04/2019 até o dia 17/09/2019, com passo de 15 minutos, o que totaliza 16320 pontos para cada medidor.

Para se obter as curvas de carga, o primeiro passo foi determinar a curva de carga real do alimentador através da soma das medições dos pontos da subestação e da UFV. Em seguida, foi calculada a potência média ao longo do dia para sábado, domingo e dia útil da carga real do alimentador (S_{real}), do medidor 1 (S_1) e do medidor 2 (S_2). A Figura 3 ilustra a potência média que passa pela subestação e a carga real média do alimentador.

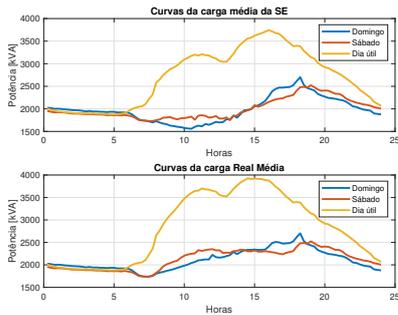


Figura 3. Curvas de carga do alimentador.

Logo após, as curvas das cargas de cada grupo de cargas ilustrados na Figura 1 são obtidas. A curva das cargas pertencentes ao GC3 é a mesma curva do medidor 2 ($S_{GC3} = S_2$), já a curva das cargas pertencentes ao GC2 é obtida subtraindo a curva do medidor 2 da curva do medidor 1 ($S_{GC2} = S_1 - S_2$) e por fim a curva de carga das cargas pertencentes ao GC1 é obtida subtraindo a curva do medidor 1 da curva da carga real do alimentador ($S_{GC1} = S_{real} - S_1$).

A potência de base das cargas utilizada no modelo do alimentador é a potência média da carga baseada no seu consumo mensal, portanto as curvas dos grupos de cargas são normalizadas com base em uma média mensal, considerando que um mês possui 22 dias úteis (DU), 4 sábados (SA) e 4 domingos (DO).

Para o bloco de cargas transferido na manobra considerada, a curva do GC3 é utilizada, uma vez que o trecho transferido do alimentador adjacente alimenta cargas semelhantes ao GC3.

Os valores de média mensal de cada grupo de carga são mostrados na Tabela 2.2, e a curva de carga do GC1, GC2 e GC3 normalizadas são mostradas nas Figura 4.

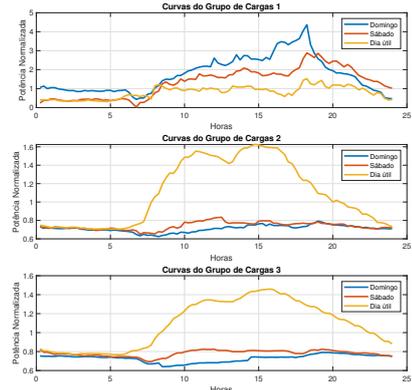


Figura 4. Curvas de carga normalizadas.

2.3 Controle de Potência Ativa dos Recursos Energéticos Distribuídos

O controle da potência ativa da usina fotovoltaica do mineirão consiste em injetar toda a energia produzida pela mesma na rede. A Figura 5 mostra a geração de energia da UFV em um dia típico, e foi obtida através dos dados de medição. Pode-se observar que o pico de geração é cerca de 1 MW. A energia gerada, obtida através da integração da curva, é de cerca de 5,5 MWh.

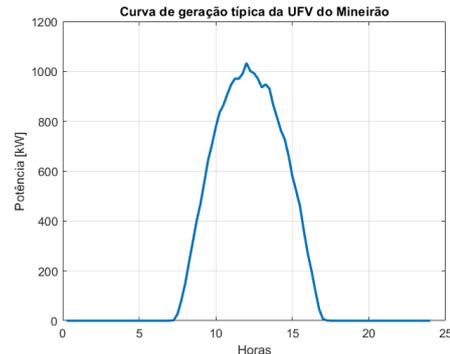


Figura 5. Curva de geração de energia da UFV Mineirão em um dia típico.

O controle da potência ativa dos SAEBs consiste em carregar os mesmos em período de baixa demanda e descarrega-los em períodos de alta demanda. Analisando as curvas da Figura 3, é definido que a carga de ambos os SAEBs, em todos os dias, irá acontecer entre 02:00 e 08:00hs, que é o período de menor demanda. A descarga do SAEB de chumbo-ácido avançado será no período entre 13:00 e 19:00hs em dia útil e entre 16:00 e 22:00hs em sábados e domingos. Já a descarga do SAEB de íon lítio avançado será no período entre 14:00 e 19:00hs em dia útil e entre 16:00 e 21:00hs em sábados e domingos, conforme dinâmica apresentada na Figura 6.

2.4 Controle da Potência Reativa dos Sistemas de Armazenamento com Baterias

Para avaliar a influência do controle de potência reativa dos SAEBs, duas diferentes técnicas são aplicadas: o controle volt-VAR e o controle do fator de potência.

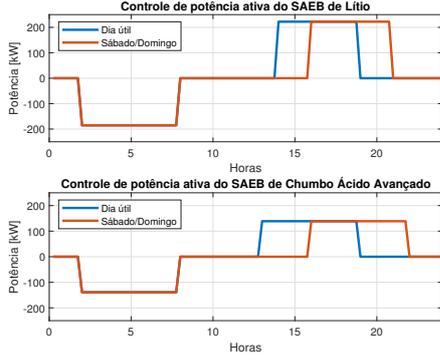


Figura 6. Curva carga e descarga dos sistemas de armazenamento de energia com baterias.

Controle do Fator de Potência O controle do fator de potência consiste ajustar a potência reativa dos SAEBs proporcionalmente a potência ativa, com a proporção descrita na equação 1. O sentido da potência reativa é determinado pela escolha do fator de potência ser indutivo ou capacitivo.

$$Q = tg(\cos^{-1}(fp))P \quad (1)$$

Para determinar a influência do fator de potência dos SAEBs, uma série de simulações são feitas no OpenDSS, variando o fator de potência de cada SAEB em uma determinada faixa. Para estabelecer a faixa, são considerados a potência máxima que a bateria pode descarregar e a potência do inversor. O SAEB de chumbo ácido avançado possui um inversor com a capacidade de 400 kVA e uma capacidade de descarga de 125 kW, logo o fator de potência mínimo é 0,32. Já o SAEB de lítio possui um inversor com a capacidade de 750 kVA e uma capacidade de descarga de 250 kW, logo o fator de potência mínimo é 0,34. Tendo em vista os valores mínimos de fator de potência de ambos os SAEBs, a faixa de variação do fator de potência é definida entre 0,4 e 1.

Controle Volt-VAR O controle Volt-VAR consiste em ajustar a potência reativa dos SAEBs de acordo com a tensão no ponto de conexão do mesmo. Este controle é regido por uma curva, mostrada na Figura 7.

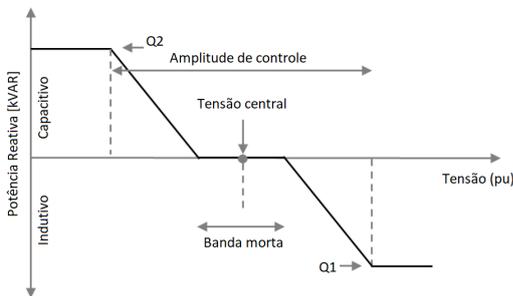


Figura 7. Curva Volt-VAR. Adaptado de NREL (2016)

A tensão central da curva Volt-VAR utilizada é 1 pu, a amplitude de controle é definida com base em ANEEL (2018), que define que a tensão nos pontos de conexão de média tensão devem estar entre 0,95 pu e 1,05 pu. A banda morta é dada no intervalo de 0,97 e 1,01 pu. O valor máximo que as potências Q1 e Q2 podem assumir é dado pela equação 2, considerando o limite de potência ativa

e do inversor de cada SAEB. Para o SAEB de lítio, esta potência máxima é dada por 700 kVAR e para o SAEB de chumbo 370 kVAR. A tensão que define a potência reativa do controle Volt-VAR é proveniente da barra de conexão dos SAEBs.

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2)$$

3. TESTES

3.1 Influência dos SAEBs na rede

O primeiro teste consiste em analisar a influência dos SAEBs previstos no alimentador, nas duas possíveis configurações, visando analisar o efeito dos mesmos nas perdas, no perfil de potência na subestação, e na tensão mínima ao longo do dia. A Figura 8 mostra a potência na subestação e a Figura 9 mostra a tensão mínima ao longo do dia.

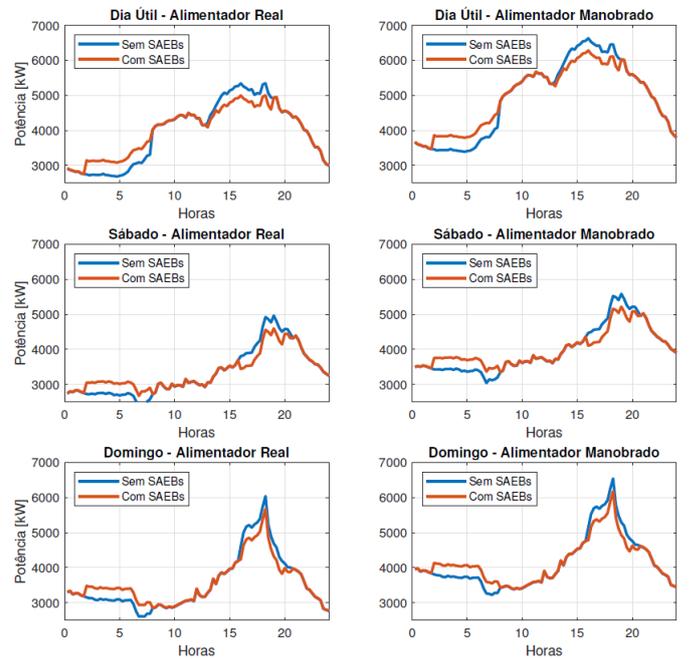


Figura 8. Influência dos SAEBs na potência da subestação.

É possível observar na Figura 8 que o SAEB cumpre sua função de transferência de energia do período de baixa demanda para o período de alta demanda, suavizando a variação de potência na subestação. Na Figura 9, é possível observar que os SAEBs tem uma pequena influência no aumento do nível de tensão no horário de alta demanda, contudo, mesmo sem os SAEBs, não há violação dos níveis de tensão. Já na configuração do alimentador manobrado, é observado que o limite de tensão de 0,95 pu é violado em dia útil, e mesmo com a presença dos SAEBs na rede, este problema não é resolvido. A Tabela 2 mostra as perdas para as duas configurações dos alimentadores nos três dias típicos estudados, e em todos os cenários houve uma pequena redução das perdas.

3.2 Controle do fator de potência

Neste teste, uma série de simulações foi feita variando o fator de potência de ambos os SAEBs no intervalo de 0,4

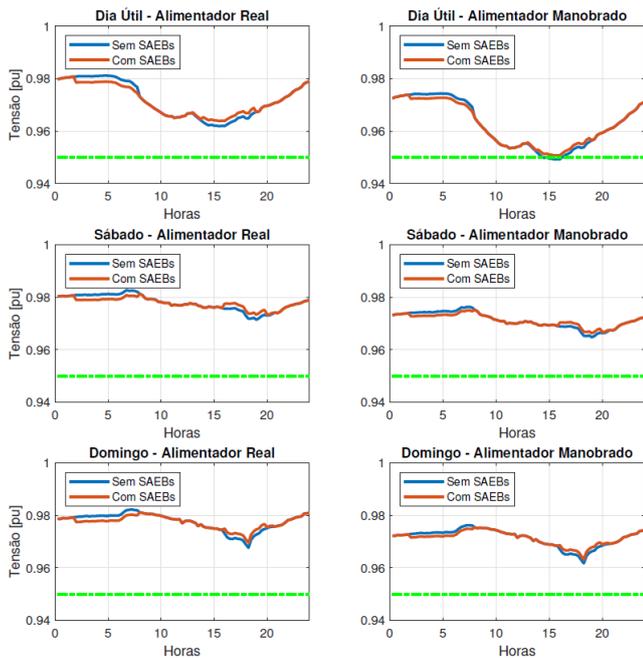


Figura 9. Influência dos SAEBs na tensão mínima ao longo do dia.

Tabela 2. Perdas diárias no alimentador.

	Alimentador Real			Alimentador Manobrado		
	Perdas sem SAEBs (kWh)	Perdas com SAEBs (kWh)	Variação das Perdas (%)	Perdas sem SAEBs (kWh)	Perdas com SAEBs (kWh)	Variação das Perdas (%)
Dia útil	889,67	844,46	-0,586	1369,17	1361,95	-0,527
Sábado	649,76	647,70	-0,317	902,97	902,46	-0,057
Domingo	757,64	754,34	-0,436	991,78	990,20	-0,016

até 1, indutivo e capacitivo. As perdas no alimentador em sua configuração original e na configuração com o trecho manobrado são mostradas na Figura 10. É possível observar que quanto menor e mais capacitivo for o fator de potência, menores são as perdas.

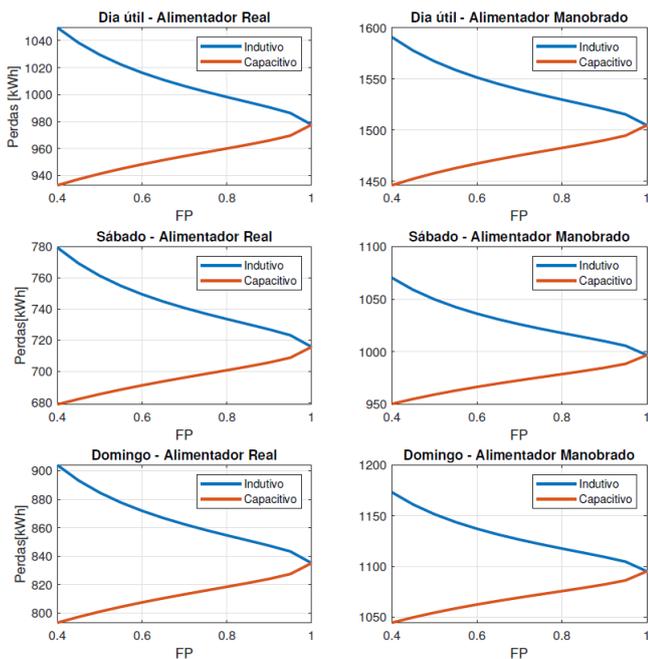


Figura 10. Relação das perdas com o fator de potência dos SAEBs.

A Figura 11 mostra a tensão mínima utilizando fator de potência unitário e fator de potência 0,4 capacitivo. Em ambas as configurações do alimentador, o nível mínimo de tensão na rede aumenta com o fator de potência capacitivo, inclusive mitigando a violação de tensão na configuração com o trecho transferido.

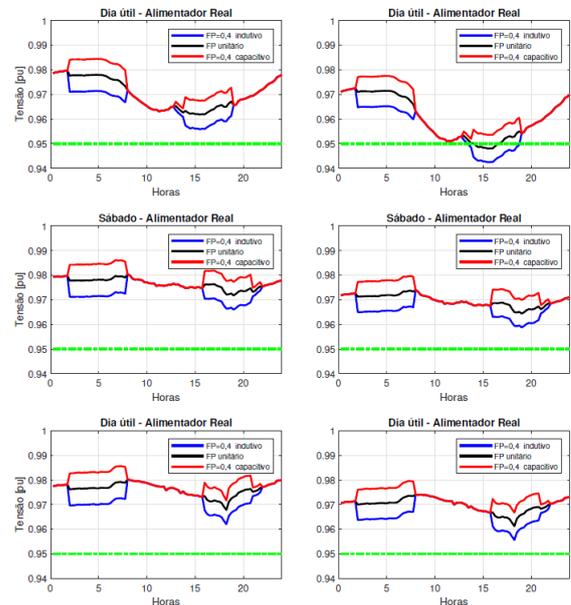


Figura 11. Influência do fator de potência na tensão mínima do alimentador.

3.3 Controle Volt-VAR

Neste teste, uma série de simulações foi feita variando a potência reativa do controle Volt-VAR entre 0 e 1, onde 1 corresponde aos valores máximos definidos na seção 2.6. As perdas no alimentador em sua configuração original e na configuração com o trecho manobrado são mostradas na Figura 12. É possível observar que quanto maior a potência da curva volt-VAR, menores são as perdas. Para configuração original do alimentador, no sábado e no domingo o controle Volt-VAR não atua pois a tensão de referência da curva fica dentro da zona morta definida na seção 2.6.

A Figura 13 mostra a tensão mínima para o cenário sem controle Volt-VAR e com controle, utilizando as potências definidas na seção 2.5. Em ambas as configurações do alimentador, o nível mínimo de tensão na rede aumenta com o controle Volt-VAR, inclusive mitigando a violação de tensão na configuração com o trecho transferido em dia útil.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho apresentou-se um estudo sobre a influência do fator de potência e do controle Volt-VAR de SAEBs em uma rede de distribuição de energia, considerando a rede em sua configuração original e com uma manobra de transferência de carga para o mesmo. Foram feitos três testes a fim de observar a influência que o SAEBs tem no alimentador estudado quando há o controle de fator de potência ou o controle Volt-VAR. Foi comprovado que para

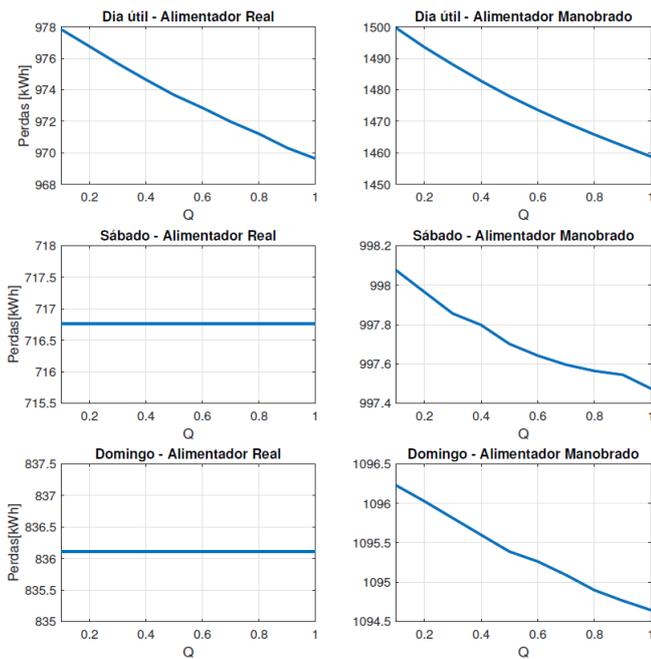


Figura 12. Influência do controle Volt-VAR nas perdas do alimentador.

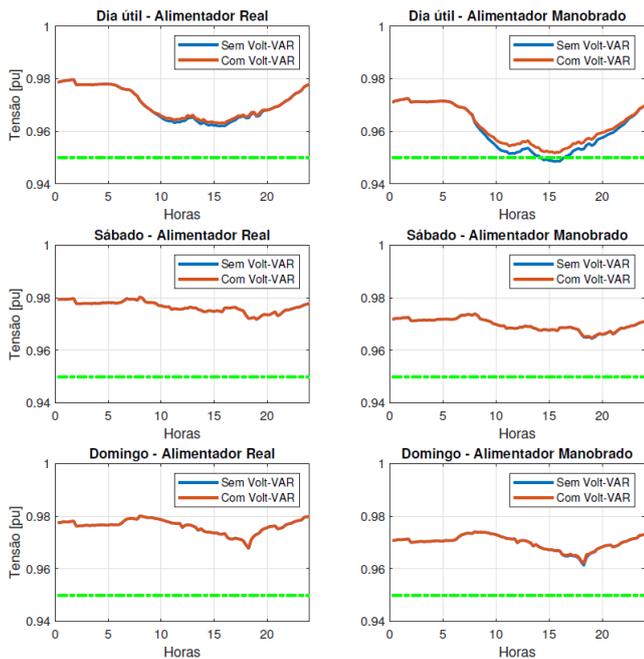


Figura 13. Influência do Controle Volt-VAR na tensão mínima do alimentador.

o alimentador estudado, quanto mais capacitivo for o fator de potência, menores serão as perdas e a tensão mínima da rede aumenta com a diminuição do fator de potência. Já com o controle Volt-VAR, as perdas diminuem com o aumento dos limites de potência reativa quando a tensão nos pontos de medição saem da zona morta da curva Volt-VAR.

Também foi observado que o controle da potência reativa de SAEBS pode ser utilizado em manobras de transferência de carga para auxiliar na regulação de tensão, possibi-

litando a transferência de carga em caso de falta ou na reconfiguração da rede para diminuir as perdas.

Portanto, além das aplicações de suavização de potência, integração de fontes intermitentes na rede de distribuição, regulação de tensão, bem como de outras provenientes da capacidade de controle de potência ativa dos SAEBS, o controle de potência reativa pode auxiliar no aumento da eficiência da rede e na regulação de tensão da mesma.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2012). *Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012*. ANEEL.
- ANEEL (2018). Procedimento de Distribuição de Energia ELétrica no Sistema ELétrico Nacional - PRODIST. Technical report, Agência Nacional de Energia ELétrica.
- Costa, N., Delgado, M.A.d.P., and Hage, F.A.S. (2017). Os desafios do armazenamento de energia no setor elétrico. *Revista Boletim da Conjuntura*.
- de Godoi Teixeira, L., de Melo Leite, L.H., Júnior, J.J.M., do Couto Boaventura, W., and Alessi, P.M. (2019). The effect of local inverter voltage control in technical losses on low voltage of a brazilian distribution feeder with increasing pv penetration. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. IEEE.
- Deeba, S.R. (2016). A battery management approach to improve steady state voltage performance of an lv distribution feeder. In *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1–6. doi:10.1109/AUPEC.2016.7749352.
- Haque, M.M. and Wolfs, P. (2016). A review of high pv penetrations in lv distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1195–1208.
- Keshan, H., T.J..U.T.S. (2016). Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems. In *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016)*. doi:10.1049/cp.2016.1287.
- Kittner, N., Lill, F., and Kammen, D.M. (2017). Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition. *Nature Energy*, 2(9), 17125.
- Luo, X., Wang, J., Dooner, M., and Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied energy*, 137, 511–536.
- Monteiro, L.G., Macedo, W.N., Aguilar, J., Torres, P.F., Silva, M.M., Amaral, G., Piterman, A.S., Lopes, B.M., Fraga, J.M., and Boaventura, W.C. (2017). One-year monitoring pv power plant installed on rooftop of mineirão fifaworld cup olympics football stadium. *Energies 2017*. doi:10.3390/en10020225.
- NREL (2016). Photovoltaic impact assessment of smart inverter volt-var control on distribution system conservation voltage reduction and power quality. Technical report, National Renewable Energy Laboratory.
- Pecenak, Z.K., Kleissl, J., and Disfani, V.R. (2017). Smart inverter impacts on california distribution feeders with increasing pv penetration: A case study. In *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1–5. IEEE.
- Seal, B. and Ealey, B. (2016). Common functions for smart inverters. *EPRI, Knoxville, TN*.