

Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

ANÁLISE TRANSITÓRIA DA CONEXÃO DE UM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA TRANSPORTÁVEL EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

ANTONIO EDUARDO CEOLIN MOMESSO(1,*); PEDRO HENRIQUE AQUINO BARRA(1); GABRIELA PESSOA CAMPOS(1); PEDRO INACIO DE NASCIMENTO E BARBALHO(1); MARIO OLESKOVICZ(1); DENIS VINICIUS COURY(1); EDUARDO NOBUHIRO ASADA(1); JOSE CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR(1); VITOR TORQUATO ARIOLI(2); GLAUCIO ROBERTO TESSMER HAX(2); MAURICIO BICZKOWSKI(3); USP(1); CPQD(2); COPEL DIS(3);

RESUMO

Este artigo apresenta a análise dos transitórios provenientes da conexão de um Sistema de Armazenamento de Energia via Baterias (SAEB) transportável (1 MW/1 MWh) no sistema elétrico de distribuição teste do IEEE de 34 barras. Os componentes considerados no SAEB são: conversor CC-CC; inversor; filtro e transformador de acoplamento. Por meio de modelos e simulações realizadas no *software* PSCAD/EMTDC, os estudos realizados englobam: simulações de taxas de carga e descarga do SAEB; operação nos quatro quadrantes; proteção anti-ilhamento; contribuição do sistema para os curto-circuitos; energização e desenergização súbita do SAEB; e entrada e saída de blocos de cargas.

PALAVRAS-CHAVE

Armazenamento de Energia, SAEB, Conexão à Rede, Distribuição de Energia Elétrica, Transitórios.

1.0 - INTRODUÇÃO

Na última década, verifica-se um aumento na utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia via Baterias (SAEB) ou BESS (do inglês, *Battery Energy Storage Systems*). Esse aumento deve-se às novas tecnologias empregadas nos sistemas de baterias e seus componentes, quedas significativas nos custos de fabricação, necessidade de redução de emissão de poluentes (Acordo de Paris), e, principalmente, à rápida resposta do SAEB frente às flutuações e demandas da rede. Os sistemas de armazenamento, aliados a um sistema de controle eficaz, podem incrementar a confiabilidade das Fontes de Energia Renováveis (FERs) no que tange à sua intermitência [1]. Por outro lado, vantagens como gestão de energia, melhorias no perfil de tensão, redução de perdas, suporte de energia em horário de pico e às contingências programadas em redes de distribuição podem ser alcançadas com a instalação do SAEB [2]. Devido aos benefícios destacados, a potência instalada desses elementos já ultrapassava os 1,6 GW em meados de 2017 [3]. Ainda segundo [4], estudos indicam que a potência instalada em 2040 deve chegar aos 942 GW/2.857 GWh, atraindo um investimento aproximado de 620 bilhões de dólares nos próximos anos.

Uma alternativa promissora em relação ao SAEB em uma determinada instalação e/ou circuito elétrico, é o sistema transportável de armazenamento de energia por meio de baterias (do inglês, *Transportable Energy Storage Systems* (TESS)) [5]. O TESS pode ser instalado em um caminhão, o qual possibilitará o suporte de energia de forma localizada e transportável. Adicionalmente à sua vantagem de ser transportável, tem-se a tendência da utilização de quantidades menores de SAEB com maiores potências, visto que o custo por kW diminui à medida que a potência do elemento se eleva. Como exemplo desta questão, em [6] destaca-se que o custo de um SAEB cai de US\$ 1.800 para US\$ 300 para unidades de 5 kW e 2 MW, respectivamente.

O cenário dos sistemas de armazenamento de energia no Brasil também se encontra em alta. Um exemplo dessa

(*) Avenida Trabalhador São-carlense, n° 400 – CEP 13.566-590 São Carlos, SP, – Brasil
Tel: (+55 16) 3373-8152 – Fax: (+55 16) 3373-9372 – Email: antonio.momesso@usp.br

afirmação é o esforço da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em fomentar o interesse de fabricantes nacionais, instituições de pesquisa e empresas de energia elétrica para o desenvolvimento e a aplicação dessas tecnologias no País. Para tanto, a ANEEL lançou, em meados de 2016, a chamada de P&D Estratégico N°21/2016, que culminou na aprovação de 23 propostas de projetos de P&D. Os projetos, já em andamento, contemplam diversas tecnologias de armazenamento de energia, desde baterias de íon de lítio, até aplicações com baterias de chumbo-ácido, hidrogênio, usinas reversíveis e estocagem de ar comprimido em cavernas de sal [7]. O presente artigo traz resultados iniciais atrelados a um dos projetos aprovados na chamada supracitada: o Projeto de P&D 2866-0454/2016, intitulado “Sistemas de Armazenamento Transportável para Suporte a Contingências Programadas em SEs” que tem por empresas proponentes a COPEL Distribuição S.A. e a Copel Geração e Transmissão S.A., e como executoras a Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP) e o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD).

De fato, a crescente utilização desses sistemas de armazenamento, traz à tona a necessidade de estudos mais detalhados no que diz respeito à conexão do SAEB e aos impactos desta na rede elétrica. Enfatiza-se que apenas modelos e análises em regime permanente não são suficientes para a conexão segura desses elementos na rede, tendo em vista que transitórios severos podem ocorrer na rede elétrica [8]. Diante do exposto, este artigo apresenta estudos relacionados à conexão de um SAEB em um sistema de distribuição teste, por meio de modelos e simulações realizadas no PSCAD™/EMTDC™, com ênfase na análise transitória. Os estudos realizados englobam: i) simulações de taxas de carga/descarga do SAEB na rede; ii) operação do SAEB nos quatro quadrantes; iii) proteção anti-ilhamento; iv) contribuições do SAEB para as situações de curtos-circuitos; v) energização e desenergização súbita do SAEB; e vi) entrada e saída de blocos de cargas. Vale destacar que os detalhes acerca do modelo dos componentes que formam o SAEB (bateria, conversor CC-CC, inversor, filtro LCL e transformador de acoplamento) também são detalhados no artigo. Em consonância com o projeto de P&D 2866-0454/2016, o SAEB em questão possui uma potência de 1 MW/1 MWh. O sistema elétrico teste utilizado para as simulações é o do IEEE de 34 barras, posto que a alocação física do SAEB nos sistemas de distribuição da COPEL se dará de maneira transportável e as posições iniciais para a realização dos testes ainda não foram definidas.

Por fim, vale destacar que o artigo induzirá a estudos e análises que possivelmente serão requeridos em normas futuras referentes à conexão de sistemas de armazenamento via baterias (transportáveis ou não) em larga escala nos sistemas nacionais de distribuição.

2.0 - MODELOS DOS ELEMENTOS DO SAEB

Um SAEB compreende um arranjo de baterias, um conversor CC-CC, um inversor, um filtro e um transformador de acoplamento. Apresenta-se, na sequência, o modelo de cada um desses elementos, modelados via o *software* PSCAD™/EMTDC™. Nesta seção, detalhamentos também são dados para o sistema de distribuição teste do IEEE de 34 barras, utilizado neste artigo.

2.1 - Modelo da bateria equivalente

O arranjo de baterias do SAEB, utilizando o modelo de Shepherd, é representado na Figura 1. Neste modelo, estima-se a tensão terminal da bateria a partir das Equações 1 e 2. O estado de carga (SoC – *State of Charge*) pode ser estimado pela Equação 3.

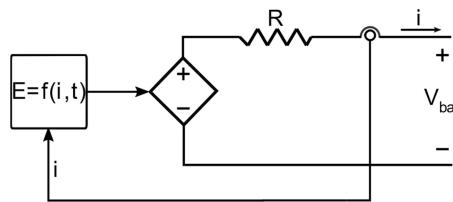


FIGURA 1 – Modelo de Shepherd.

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - \int i dt} + A e^{-B \int i dt} \quad 1$$

$$V_{bat} = E - R \cdot i \quad 2$$

$$SoC = \frac{Q - \int i dt}{Q} \quad 3$$

Nas três equações, E é a tensão em vazio, E_0 é a tensão constante da bateria, K é a tensão de polarização, Q é a capacidade da bateria, $\int i dt$ é a carga consumida pela bateria, A é a amplitude da zona exponencial, B é a

constante inversa de tempo da zona exponencial, V_{bat} é a tensão terminal da bateria, R é a resistência interna e i é a corrente da bateria.

A bateria modelada baseia-se no modelo comercial NEC ALM12V35i HP [9], de íons de lítio, cuja tensão nominal e capacidade (C) é de 13,2 V e 35 Ah, respectivamente. Esta bateria foi ensaiada no laboratório do CPqD e apresenta as curvas de descarga (1C, 0,5C e 0,2C Experimental) como mostrado na Figura 2. Nesta figura, apresentam-se também as curvas obtidas pelo Modelo de Shepherd (1C, 0,5C e 0,2C Modelo). No PSCAD, para a obtenção do montante de 1 MW/1 MWh, foram associados 37 arranjos em paralelo, os quais possuem 58 células em série, totalizando, portanto, uma tensão e capacidade equivalentes de 765,6 V e 1.295 Ah, respectivamente.

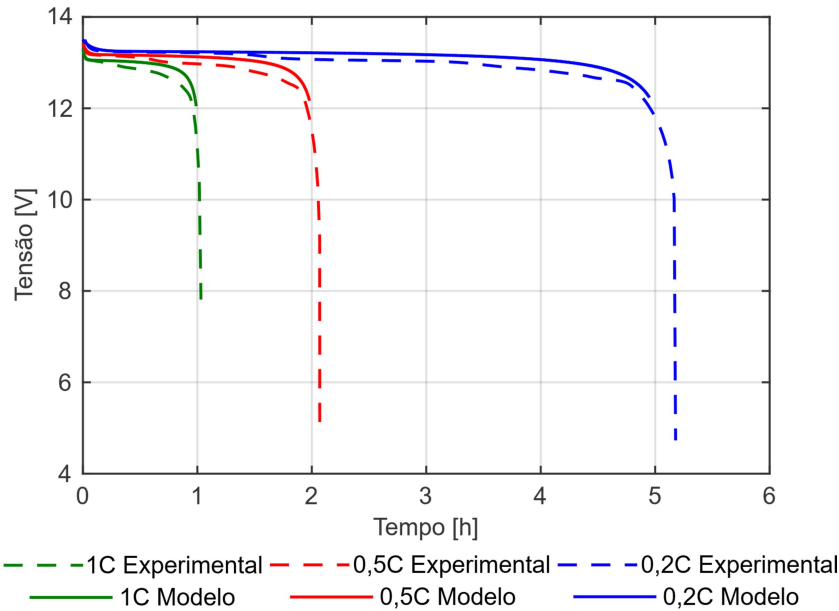


FIGURA 2 – Ensaio de capacidade da bateria NEC ALM12V35i HP – Curvas de descarga.

2.2 - Modelo dos conversores CC-CC e CC-CA

O modelo de conversor CC-CC utilizado está representado na Figura 3. Esse tipo de conversor consegue operar como abaixador e elevador de tensão. Quando opera no modo de elevação de tensão, o banco de baterias é descarregado, e caso contrário, carrega-se o elemento armazenador. Para este modelo de conversor, adotou-se uma frequência máxima de chaveamento dos transistores de 10 kHz. A partir desta frequência, obtém-se uma indutância (L_c) igual a 3,08 mH. Além disso, os valores dos capacitores C_{eq} foram definidos como sendo 6,25 mF.

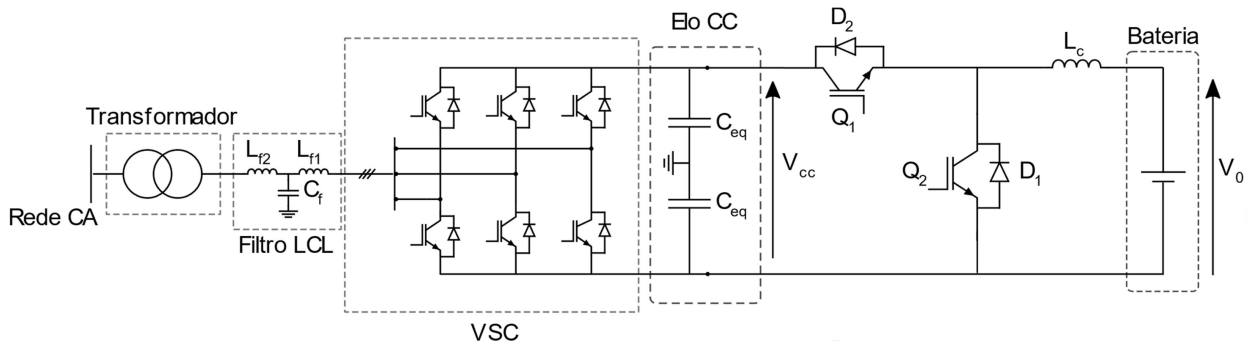


FIGURA 3 – Modelo do conversor CC-CC e CC-CA.

Já para o modelo de conversor CC-CA, também foi empregada a frequência de chaveamento igual a 10 kHz. Além disso, ele foi projetado para controlar as potências ativa e reativa entre o sistema de armazenamento e a rede. Cabe ressaltar que a tensão do elo CC e da saída do conversor CC-CA foi definida em 4 kV e 1 kV, respectivamente, e que, no caso do modo abaixador de tensão, foi estipulada uma potência equivalente a 500 kW para carregar o banco de baterias.

2.3 - Modelo do filtro LCL e do transformador de acoplamento

Os cálculos para o dimensionamento do filtro LCL foram baseados em [10]. Esse filtro é responsável por atenuar as componentes harmônicas associadas à frequência de chaveamento do conversor, presentes nas suas tensões e

correntes terminais. Ao realizar o procedimento descrito em [10], obtém-se $L_{f1} = 1,40 \text{ mH}$, $L_{f2} = 667,96 \text{ } \mu\text{H}$ e $C_f = 33,16 \text{ } \mu\text{F}$. Com a implementação desse filtro, foram obtidas distorções de tensão e corrente de 0,20% e 3,10%, respectivamente, o que se encontra dentro dos limites de distorção harmônica de tensão estabelecido pelo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST [11].

O transformador de acoplamento (24,9 kV/1 kV) é responsável pela interface entre o SAEB e a rede. A potência escolhida para esse caso foi de 2 MVA. A indutância e a resistência, referidas ao secundário do transformador, foram respectivamente $106,10 \text{ } \mu\text{H}$ e $0,005 \text{ } \Omega$. A ligação desse transformador, também em consonância com a solução para o P&D 2866-0454/2016, é estrela-aterrada/estrela-aterrada.

2.4 - Sistema de distribuição teste

Com vistas às análises transitórias referentes à conexão do SAEB, utilizou-se do sistema de distribuição teste do IEEE de 34 barras. Vale destacar que, de fato, a solução proposta no P&D 2866-0454/2016 tem uma característica transportável. Não obstante, o deslocamento desse ativo não deverá acontecer de forma não programada. Dessa forma, os locais de alocação da solução ainda estão sendo avaliados e por isso, utiliza-se neste artigo, o sistema de distribuição teste do IEEE de 34 barras. Esse sistema, largamente utilizado na literatura, possui cargas desbalanceadas locais e distribuídas, de corrente, potência e impedância constante. Além disso, o mesmo possui linhas trifásicas e monofásicas, reguladores de tensão e bancos de capacitores. O alimentador é de 24,9 kV e possui um pequeno trecho em 4,16 kV. O diagrama unifilar deste sistema é apresentado na Figura 4, sendo que detalhes acerca desse sistema podem ser encontrados em [12].

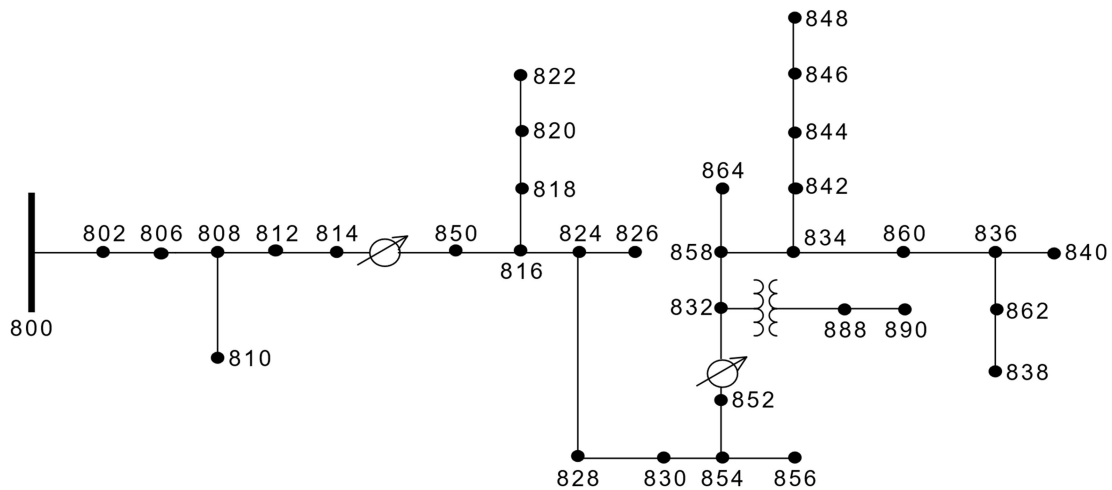


FIGURA 4 – Sistema IEEE de 34 barras [12].

No que diz respeito à alocação do SAEB, entende-se que o fato de uma solução ser transportável não implique na obrigatoriedade/necessidade de sua alocação em vários pontos ao longo de um determinado alimentador. Em verdade, dada a necessidade da presença de um SAEB em uma cidade/região/alimentador, pode-se determinar um ponto em que o SAEB traga menores impactos negativos ao sistema elétrico. Neste artigo, a alocação se deu com base na análise em regime permanente do SAEB, no sistema teste do IEEE de 34 barras. Para este caso, foram observados: a máxima e a mínima variação de tensão nas barras de carga; a atuação dos taps dos reguladores; e as perdas elétricas. Partindo dessas premissas, a barra indicada para a alocação do SAEB foi a barra 808, sendo então esta barra considerada como o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) com a rede principal. Deve-se destacar, no entanto, que a alocação desses sistemas pode acontecer também com base na limitação do espaço físico das subestações, ou até mesmo na segurança dos elementos físicos do circuito e de recursos humanos.

3.0 - ANÁLISES TRANSITÓRIAS DA CONEXÃO DO SAEB

Na sequência, apresentam-se as análises realizadas e relacionadas à conexão do SAEB. As mesmas englobam: operação do SAEB nos quatro quadrantes; conexão e desconexão do SAEB; simulações de taxas de carga/descarga do SAEB na rede; contribuição do SAEB para o curto-circuito; proteção anti-ilhamento; e entrada/saída de blocos de cargas.

3.1 - Operação nos quatro quadrantes, conexão e desconexão do SAEB

A primeira simulação tem como objetivo avaliar se o SAEB está apto a operar nos quatro quadrantes. Para tanto, foram definidos 4 modos de operação, sendo que: o Modo 1 compreende a injeção de 1 MW e 426 kVAr; o Modo 2 compreende a injeção de 1 MW e o consumo de 426 kVAr; o Modo 3 compreende o consumo de 500 kW e a injeção de 213 kVAr; e o Modo 4 compreende o consumo de 500 kW e 213 kVAr. Ressalta-se que o fator de

potência do SAEB foi mantido em 0,92 e que a inserção ou o consumo de potência ativa e reativa inicia-se em 0,7 s da simulação.

A Figura 5 apresenta os 4 modos descritos. No caso das Figuras 5 (a) e 5 (b) analisou-se a capacidade da bateria em manter a sua potência de descarga nominal enquanto injeta ou consome potência reativa da rede elétrica, respectivamente. Para estes Modos, foi possível observar que os controladores foram capazes de manter o sistema estável, além de obter uma eficiência de aproximadamente 95%. Já as Figuras 5 (c) e 5 (d) apresentam a capacidade da bateria em sustentar a sua potência de recarga nominal enquanto injeta ou consome potência reativa da rede elétrica, respectivamente. Da mesma forma que para os Modos 1 e 2, os controles dos Modos 3 e 4 conseguiram manter o sistema estável, porém com um decréscimo na eficiência para 93%.

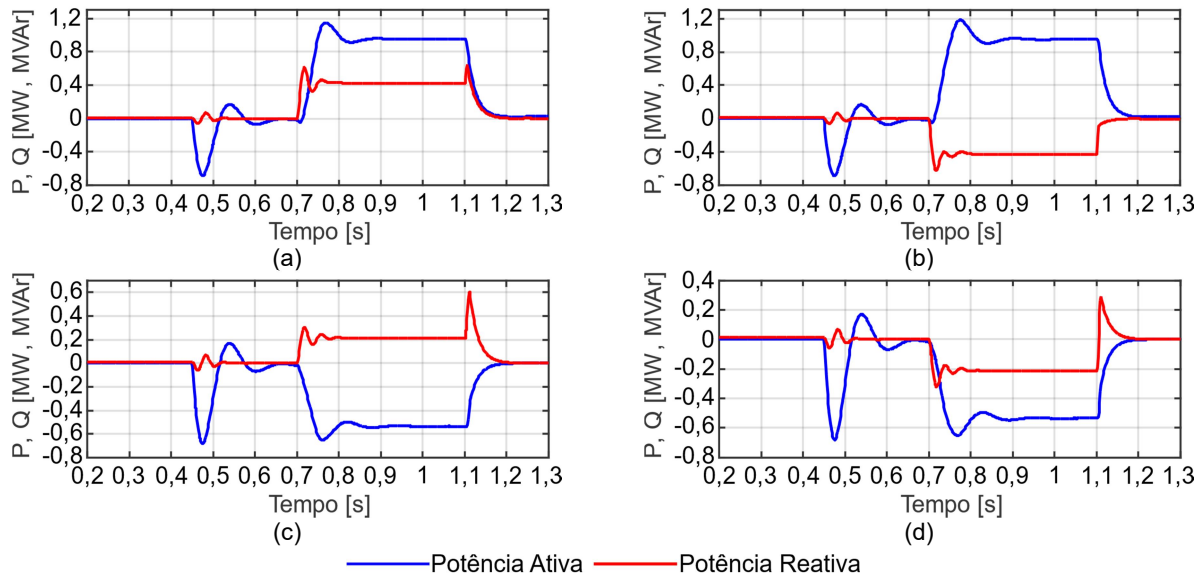


FIGURA 5 – Potência ativa e reativa injetada pelo SAEB, frente aos diferentes Modos de operação, medidas no PAC: (a) Modo 1; (b) Modo 2; (c) Modo 3; e (d) Modo 4.

Ademais, a Figura 5, juntamente com a Figura 6, também têm como objetivo apresentar os efeitos transitórios que ocorrem, tanto no SAEB, quanto no sistema elétrico em estudo, quando a bateria é energizada, bem como quando a bateria é desconectada do sistema elétrico. Tendo em vista as similaridades dos resultados obtidos, foi escolhido o Modo 1 (+P, +Q) para maiores detalhamentos. Desta forma, como pode ser observado na Figura 5 (a), em 0,45 s há uma oscilação na potência ativa e reativa devido ao início do chaveamento do conversor CC-CA e a estabilização da tensão do elo CC (Figura 6 (c)). Tal efeito também ocorre nas potências medidas na barra da subestação. Contudo, de forma inversa (Figura 6 (a)). Também, neste instante há um decréscimo da tensão no PAC, de 1,02 p.u. para 1,01 p.u.. Porém, por um curto período de tempo (Figura 6 (b)).

Já em 0,7 s, quando o conversor CC-CC começa a operar e o SAEB passa a injetar potência ativa e reativa na rede, há um acréscimo na tensão do PAC (Figura 6 (b)), atingindo um pico de 1,05 p.u., estabilizando em 1,04 p.u. até que a bateria seja desconectada do sistema elétrico em 1,1 s. Na tensão do elo CC, neste instante, há um *overshoot* de 22,20% conforme mostra a Figura 6 (c). Também, como esperado, durante a operação do SAEB (0,7 s - 1,1 s) a subestação passa a injetar menos potência ativa, além de absorver potência reativa da rede (Figura 6 (a)).

3.2 - Comportamento do SAEB frente a diferentes taxas de carga e descarga

Esta etapa do estudo tem por objetivo analisar como o SAEB se comporta com diferentes taxas de carga e descarga. Para isso foram utilizadas as seguintes taxas, tanto para a carga, quanto para a descarga: 0,2C; 0,33C; 0,5C; e 1C. Visando elucidar o comportamento, analisou-se a potência ativa e reativa do SAEB, a tensão na barra em que este se encontra alocado, e a tensão no elo CC do armazenador. Neste caso, como o intuito é observar a influência dessas taxas, o fator de potência do SAEB foi mantido unitário para todas as simulações.

A Figura 7 apresenta o comportamento do SAEB carregando com diferentes taxas de carga. Como pode ser observado, em regime permanente, a potência ativa (Figura 7 (a)) se mantém em valores muito próximos aos valores para os quais foi regulado, e durante o transitório apresenta valores um pouco maiores, devido ao tempo de atuação do controle. Ademais, percebe-se que a tensão na barra 808 (Figura 7 (c)) apresenta oscilações durante o transitório, porém, não há violação dos limites estabelecidos pelo PRODIST durante esse período e em regime permanente. Também, como o SAEB foi configurado para atuar com fator de potência unitário para todas as taxas, é esperado que, em regime permanente, não haja troca de potência reativa entre a rede e o conjunto armazenador (Figura 7 (b)). No entanto, durante o transitório há troca de potência reativa devido ao controle. Por fim, analisando

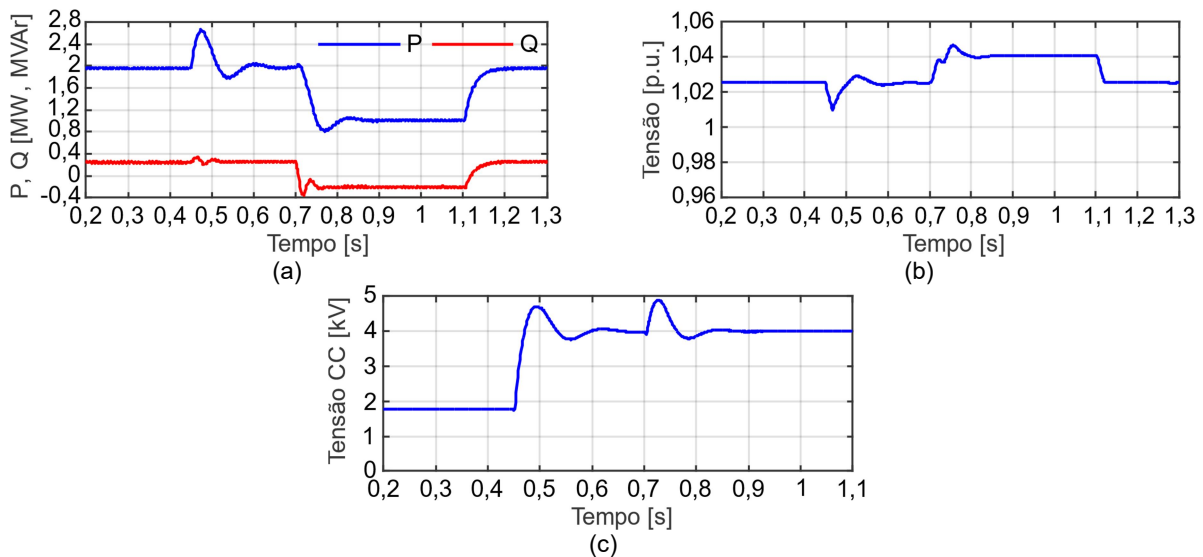


FIGURA 6 – Efeitos transitórios para o Modo 1 de operação: (a) potência ativa e reativa medidas na subestação; (b) tensão no PAC em p.u.; e (c) a tensão no elo CC.

a tensão no elo CC (Figura 7 (d)), verifica-se que em regime permanente esta se mantém em 4 kV, valor para o qual foi projetado. Além disso, durante o transitório, a tensão do elo CC apresenta valores distintos de 4 kV, e demora aproximadamente 0,2 s para estabilizar devido ao controle desenvolvido. Cabe salientar que, para este caso, o controle de potência ativa iniciou-se em 0,3 s.

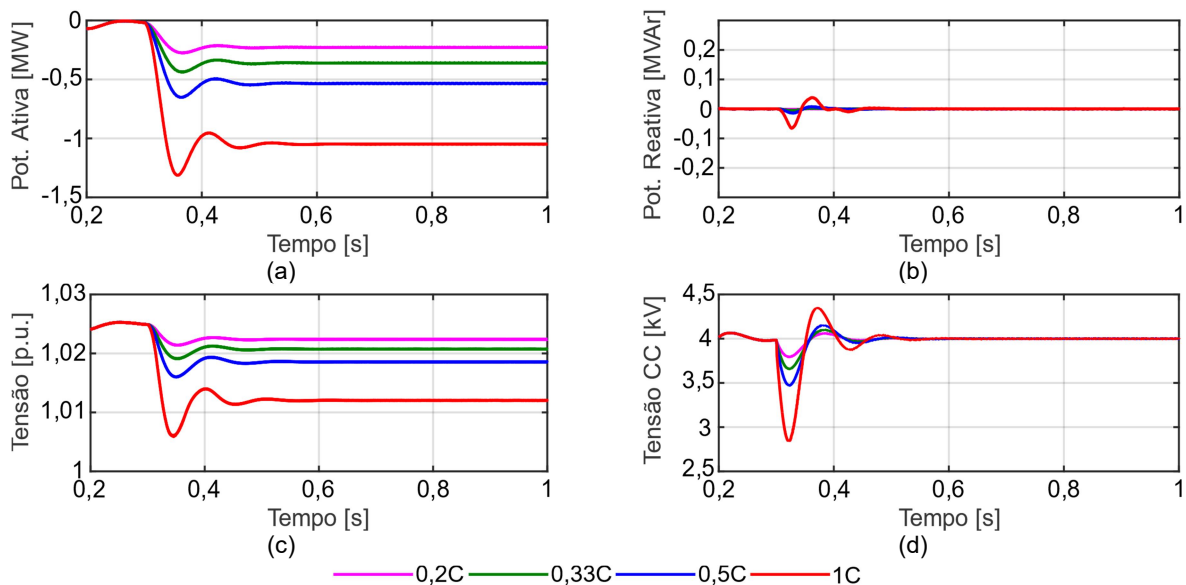


FIGURA 7 – Comportamento do SAEB frente à diferentes taxas de carga: (a) potência ativa; (b) potência reativa; (c) tensão no PAC [p.u.]; e (d) tensão no elo CC do SAEB.

A análise do SAEB na condição de descarga é apresentada na Figura 8. Verifica-se que a potência ativa do SAEB (Figura 8 (a)), em regime permanente, se mantém em valores muito próximos para os quais foi configurada, e que durante o transitório apresenta valores superiores ao valor esperado em regime permanente devido à atuação do controle. Já a tensão em p.u na barra 808 (Figura 8 (c)) se mantém dentro dos limites regulamentados em norma, tanto em regime permanente, quanto no período transitório. Além disso, nota-se que o SAEB atua como o esperado, pois ao injetar potência ativa na rede, a tensão do PAC aumenta. Adiante, a potência reativa se mantém em zero durante o regime permanente (Figura 8 (b)), assim como o esperado, pois o SAEB foi configurado para atuar com fator de potência unitário. Por último, a tensão no elo CC (Figura 8 (d)) durante o regime permanente se mantém no valor para o qual foi projetada, ao passo que durante o transitório apresenta *overshoots* e *undershoots*, devido ao controle implementado.

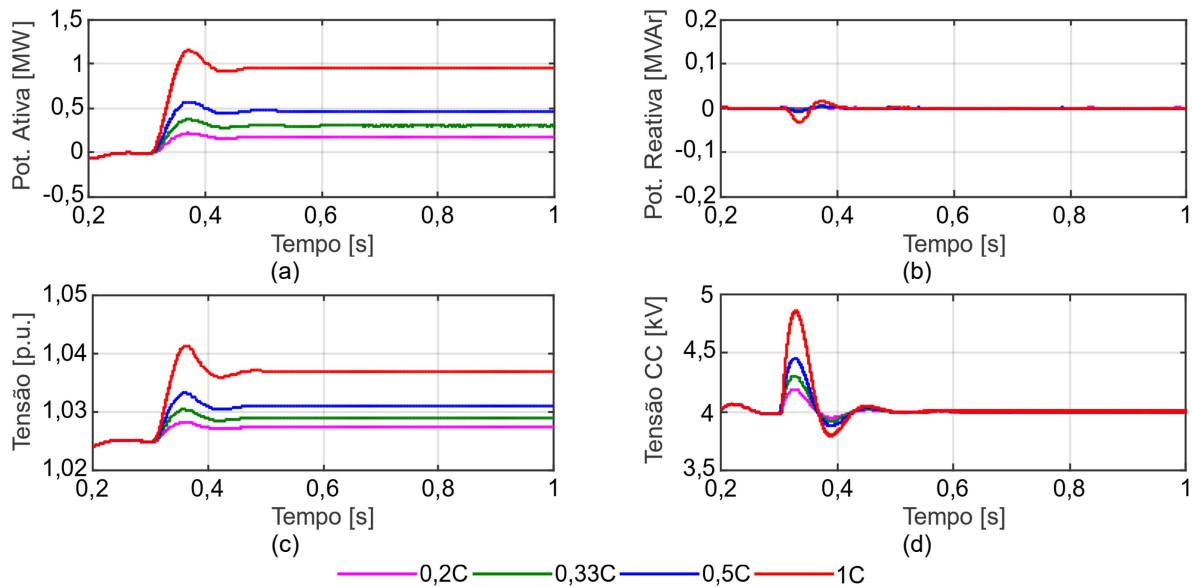


FIGURA 8 – Comportamento do SAEB frente à diferentes taxas de descarga: (a) potência ativa; (b) potência reativa; (c) tensão no PAC [p.u.]; e (d) tensão no elo CC do SAEB.

3.3 - Contribuição do SAEB para o curto-circuito e proteção anti-ilhamento

A Figura 9 mostra os resultados obtidos durante um curto-circuito trifásico na barra 812, com uma resistência de falta de 15Ω , em 1 s de simulação. Verifica-se que no momento da falta há um acréscimo na corrente medida na subestação de aproximadamente 427 A (Figura 9 (a)), 61 A maior, quando considerada uma variação da corrente de falta sem a presença do SAEB. O mesmo é observado na corrente medida na saída do conversor CC-CA. Porém, este caso apresenta uma variação de aproximadamente 190 A (Figura 9 (b)). Cabe ressaltar que para esta simulação, o SAEB passa a operar em 0,5 s configurado para injetar somente 1 MW de potência com fator de potência unitário.

Nota-se também, que devido às características e a localização da falta, o SAEB não atingiu sua corrente máxima (2 vezes a corrente nominal), obtendo, assim, uma relação de 1,3 vezes a corrente nominal. Ademais, também é possível analisar que, neste caso, a bateria forma uma ilha com a rede elétrica devido à operação do relé função 51 (relé de sobrecorrente temporizado) localizado na subestação (1,20 s). Contudo, a operação ilhada acontece por um curto período de tempo, tendo em vista que em 1,26 s o relé ROCOF (*Rate of Change of Frequency*), localizado no PAC, retira o SAEB do sistema elétrico.

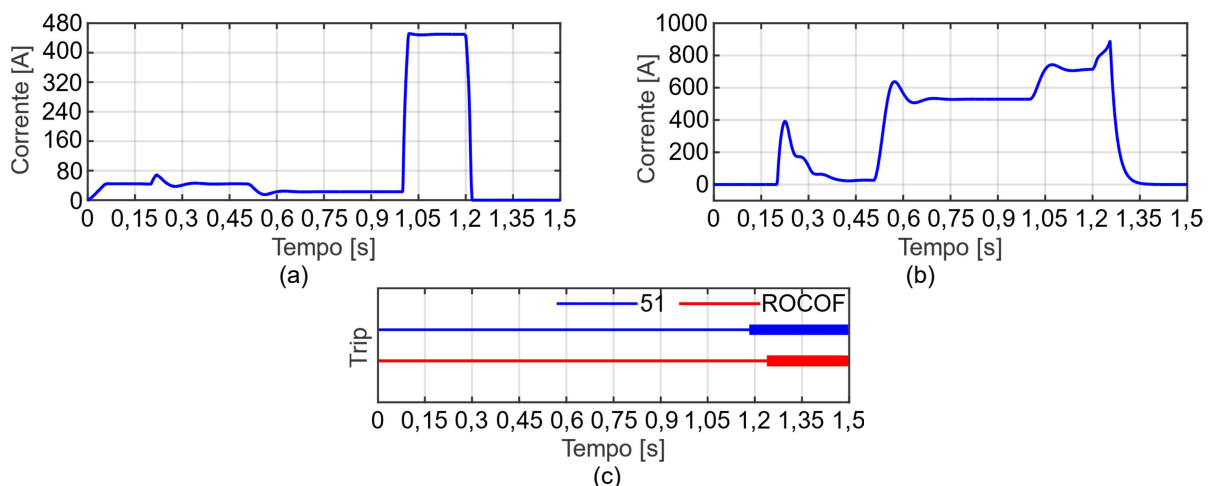


FIGURA 9 – Contribuição do SAEB para o curto-circuito: (a) corrente medida na subestação; (b) corrente medida no terminal do inversor CC-CA; e (c) sinais de *trip* do relé 51 (subestação) e ROCOF (ponto de acoplamento).

3.4 - Comportamento do SAEB frente à entrada e saída de blocos de carga

Por fim, o comportamento do SAEB foi analisado frente à entrada e à saída de grandes blocos de carga do sistema de distribuição. Para isto, foram realizadas medições no PAC da tensão eficaz, frequência, potência ativa e reativa fornecida pelo SAEB, bem como da tensão no elo CC do SAEB. Assume-se, para essas simulações, que algum

elemento de disjunção ou manobra, situado antes do regulador entre as barras 814 e 850, opere aos 0,7 s de simulação. O comportamento do SAEB frente a esses eventos foi analisado para os 4 modos de operação situados nos quatro quadrantes. Por meio das simulações realizadas, verificou-se que as variações nos parâmetros elétricos são semelhantes para os quatro modos. Dessa maneira, apresentam-se na Figura 10 os resultados observados para o Modo 1 do SAEB (+P, +Q). As curvas na cor azul dizem respeito à entrada de cargas, e as curvas em vermelho à saída de cargas. Para todos os parâmetros, verifica-se que as variações são mínimas, e que sobretudo, a tensão do elo CC do SAEB é logo estabilizada pelo seu controle.

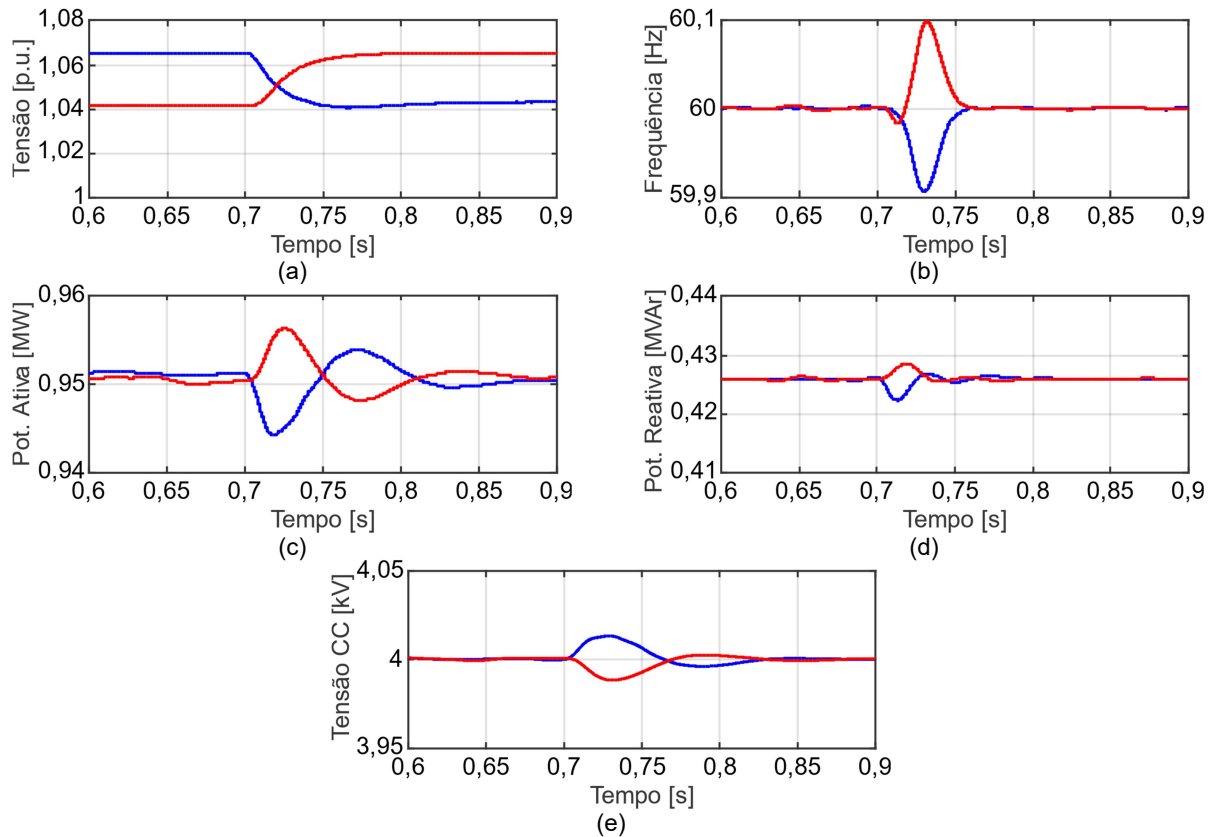


FIGURA 10 – Comportamento do SAEB frente à entrada (curvas em azul) e saída (curvas em vermelho) de blocos de carga: (a) tensão em p.u. no PAC; (b) frequência; (c) potência ativa fornecida pelo SAEB; (d) potência reativa fornecida pelo SAEB; e (d) tensão no elo CC do SAEB.

4.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou os estudos e análises necessárias para conectar um sistema de armazenamento de energia via bateria em um sistema de distribuição. Os modelos dos componentes do SAEB utilizados no estudo foram apresentados. Os resultados mostram que a modelagem em estado estacionário é insuficiente para a conexão segura de um SAEB em uma barra do alimentador. Tensões transitórias elevadas podem ser encontradas no elo CC do conversor, bem como na barra do PAC, o que pode levar à piora nos índices de qualidade da energia elétrica. Ademais, transitórios na potência, devido a inicialização dos controles dos conversores, também podem ser observados. Por fim, sugere-se que uma avaliação detalhada do impacto da conexão, com a modelagem adequada dos inversores e do sistema elétrico, deve ser executada antes da conexão do SAEB em um sistema de distribuição qualquer.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KATIRAEI, F.; IRAVANI, R.; HATZIARGYRIOU, N.; DIMEAS, A. Microgrids management. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 6, n. 3, p. 54-65, maio 2008. DOI 10.1109/MPE.2008.918702.
- [2] EYER, J.; COREY, G. Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide. **Sandia National Laboratories**, p. 1-232, fev. 2010.
- [3] **U.S. Department of Energy Global Energy Storage Database**. Disponível em: http://www.energystorageexchange.org/projects/data_visualization. Acesso em: 12 nov. 2018.

- [4] FROESE, M. Energy storage is a \$620 billion investment opportunity to 2040, says BNEF. **Energy Storage Networks**. Nov. 2018. Disponível em: <https://www.energystoragenetworks.com/energy-storage-is-a-1-2-trillion-investment-opportunity-to-2040/>. Acesso em: 25 fev. 2019.
- [5] ABDELTAWAB, H. H.; MOHAMED, Y. A. I. Mobile energy storage scheduling and operation in active distribution systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 64, n. 9, p. 6828-6840, set. 2017. DOI 10.1109/TIE.2017.2682779.
- [6] RASLTER, D.; AKHIL, A.; GAUNTLETT, D.; CUTTER, E. **Energy storage system costs 2011 update: Executive summary**. Fev. 2012. Disponível em: <http://docplayer.net/6895904-Energy-storage-system-costs-2011-update-executive-summary.html>. Acesso em: 25 fev. 2019.
- [7] ASSESSORIA DE IMPRENSA. **Agência aprova 23 propostas da chamada de P&D sobre armazenamento de energia**. 29 mar. 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/agencia-aprova-23-propostas-da-chamada-de-p-d-sobre-armazenamento-de-energia/656877. Acesso em: 25 fev. 2019.
- [8] BOLOORCHI, M.; ROSTAMI, M.; GREEN, V. BESS connection impact assessment. **IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)**, p. 1-4, abr. 2017. DOI 10.1109/CCECE.2017.7946707.
- [9] NEC ENERGY SOLUTIONS. **ALM 12V35 DATA SHEET**. 2016. Disponível em: https://www.neces.com/assets/12V35_datasheet_EN-7.pdf. Acesso em: 03 maio 2019.
- [10] LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1281-1291, set. 2005. DOI 10.1109/TIA.2005.853373.
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2018.
- [12] KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 975-985, ago. 1991. DOI 10.1109/59.119237.



6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Antonio Eduardo Ceolin Momesso, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Mato Grosso (2015) e mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (2017). Atualmente é aluno de doutorado e pesquisador na Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, junto ao Laboratório de Análise de Sistemas de Energia Elétrica.