

Análise de Estratégias para Aplicação de Baterias em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Solar Fotovoltaica

Victor Makida Nakashima
Escola de Engenharia de São Carlos - USP
victor.nakashima@usp.br

José Carlos de Melo Vieira Júnior
Escola de Engenharia de São Carlos - USP
jcarlos@sc.usp.br

Resumo — A geração distribuída em sistemas de distribuição (SD) através de sistemas de geradores fotovoltaicos pode causar problemas como: fluxo de potência reverso e flutuações na tensão e potência. Para mitigar tais impactos, muitos pesquisadores vêm propondo o uso de baterias. Dessa forma, neste artigo são analisadas três estratégias para a operação de baterias instaladas no SD. Tais técnicas demonstram diferentes modos para realizar a carga e descarga desses elementos armazenadores de energia. Mais especificamente, isso é feito dependendo do período do dia e também dos níveis de fluxo de potência reverso e flutuações de tensão que o SD apresenta. Assim, o principal objetivo deste artigo é comparar essas estratégias entre si, em relação aos impactos que elas causam no fluxo de potência reverso, flutuações de tensão e potência, nível de tensão, perdas nas linhas do SD e capacidades exigidas pelos sistemas de baterias utilizados. Os resultados mostraram as vantagens e desvantagens de cada uma delas e permitem selecionar a mais adequada em função do objetivo desejado.

Palavras-chaves — geração solar fotovoltaica, qualidade da energia elétrica, sistemas de baterias, sistemas de distribuição de energia elétrica.

I. INTRODUÇÃO

Desde 2015, dentre todas as fontes renováveis de energia elétrica, as que têm sofrido uma maior expansão são a fotovoltaica e a eólica [1]. Grande parte desse crescimento se deve à drástica queda no custo efetivo dessas tecnologias. Mais especificamente, entre 2008 e 2015 houve uma redução de 80% e 35% no custo médio da implantação de instalações de energia fotovoltaica e eólica, respectivamente [2]. Dessa forma, sistemas que utilizam essas fontes de energia estão passando a contribuir de forma significativa para as matrizes elétricas de países emergentes e desenvolvidos. Por exemplo, em 2015, a produção de energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas correspondeu a 51% da geração total da Dinamarca, 23% na Irlanda, 21% na Península Ibérica e 14,2% na Califórnia [2]. Dessa maneira, vale a pena ressaltar que além de plantas construídas por concessionárias, a energia fotovoltaica também apresenta uma elevada taxa de expansão na geração distribuída de energia elétrica (GD), com geradores fotovoltaicos conectados diretamente às redes de baixa tensão [2].

Por outro lado, o aumento da penetração desses geradores em sistemas de distribuição pode causar problemas, como por exemplo: fluxo de potência reverso excessivo e flutuações de tensão e de potência [3]. Desse modo, para mitigar potenciais impactos negativos decorrentes da expansão da geração fotovoltaica, diversas estratégias têm sido estudadas e, dentre elas, está o emprego de sistemas de armazenamento de energia, que são o foco deste trabalho.

Por exemplo, em [4], para eliminar o fluxo de potência reverso em um SD causado por GD fotovoltaica usa-se um sistema de controle central, o qual monitora o fluxo de potência no transformador de média/baixa tensão, comanda cargas controláveis e também bancos de baterias. Assim, quando este sistema detecta níveis de fluxo de potência reverso acima do permitido, ele aumenta o consumo das cargas e caso a violação persista, as baterias começam a carregar. No entanto, essa abordagem depende de cargas controláveis, as quais nem sempre estão presentes nos consumidores finais.

Já em [5], para mitigar o fluxo de potência reverso em um SD com alto nível de penetração de geração fotovoltaica, usam-se apenas baterias. Nesse método, os consumidores com geradores fotovoltaicos e baterias são desconectados do SD. Além disso, toda a produção de energia elétrica por meio dos painéis fotovoltaicos é consumida pelas cargas locais e, caso haja algum excedente, ele é utilizado para carregar as baterias. Já a descarga delas é realizada durante a noite para atender à demanda local. No entanto, caso o período noturno termine e ainda haja energia armazenada nas baterias, os consumidores são conectados ao SD para descarregar este excesso. Além disso, caso as baterias atinjam os seus níveis de reserva antes deste período terminar, os consumidores também são conectados ao SD, para que sua demanda seja atendida pela rede. Entretanto, isso pode representar um empecilho, uma vez que são poucos os países que dão autonomia para que o consumidor final conecte-se ou desconecte-se do SD, quando desejar.

Em [6], utilizou-se o método “Média Móvel Simples” para determinar a potência de saída que as baterias devem ter para corrigir flutuações no SD causadas pela geração fotovoltaica, baseado na média de uma certa quantidade de pontos do histórico de produção dos painéis fotovoltaicos. O artigo também apresenta o impacto que o tamanho da janela amostral dos pontos históricos tem no desempenho do algoritmo. Ou seja, mais especificamente, é indicado que

quanto maior o comprimento dessa janela, menor é a potência injetada pelas baterias para mitigar flutuações.

Em [7], para reduzir os níveis de flutuação de tensão emprega-se uma variação do método “Controle da taxa de inclinação”, o “Controle da taxa de inclinação dinâmica”. Este método é vantajoso porque define a potência de saída das baterias com base em uma taxa de inclinação que varia de acordo com o estado de carga da bateria, o que propicia uma menor degradação da mesma.

Dentro do contexto anteriormente exposto, este artigo apresenta e discute três estratégias que empregam baterias para mitigar o fluxo de potência reverso e as flutuações de tensão/potência causados por geradores solares fotovoltaicos em um SD. As estratégias são comparadas entre si em relação à eficiência que apresentam para reduzir esses problemas. Além disso, as mudanças nos níveis de tensão, as perdas de potência e as capacidades dos bancos de baterias que cada uma dessas três estratégias implica também são comparadas.

II. DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

O SD empregado neste artigo foi retirado de [8] e é apresentado na Fig. 1. Contudo, para atender a todos os propósitos deste trabalho, foram feitas algumas adaptações: aumentou-se a potência das cargas, modificaram-se os parâmetros do transformador para atender à nova demanda, instalaram-se de geradores fotovoltaicos e bancos de baterias. As cargas foram redimensionadas de modo que seus barramentos passem a apresentar valores de tensão de regime permanente inferiores aos estabelecidos [9] para redes de baixa tensão e classificação “Adequada”.

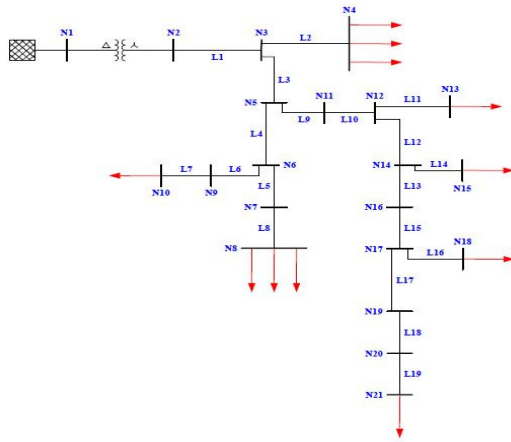


Fig. 1. Diagrama unifilar do sistema de distribuição empregado.

O SD da Fig. 1 conta com cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas. Todas elas apresentam curvas de carga do tipo “comercial” ou “residencial”, as quais foram retiradas de [10] e são apresentadas na Fig. 2, com resolução temporal de 5 minutos. Já os valores base para cada uma das cargas, o tipo de ligação e a barra na qual estão conectadas, são apresentados na Tabela I.

Os novos valores das especificações do transformador foram retirados de [11] e são indicados na Tabela II.

TABELA I. CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS DO SD.

CONEXÃO EM DELTA						
Barra	P_{AB} [kW]	P_{BC} [kW]	P_{CA} [kW]	Q_{AB} [kVar]	Q_{BC} [kVar]	Q_{CA} [kVar]
N4	1,615	1,615	6,615	1,009	1,009	4,009
N8	14,450	16,150	17,000	8,955	10,010	10,540
N10	6,375	6,375	-	3,951	3,951	-
N13	6,517	6,517	6,517	4,039	4,039	4,039
N21	2,125	2,125	-	1,317	1,317	-
CONEXÃO FASE-TERRA						
Barra	P_{AT} [kW]	P_{BT} [kW]	P_{CT} [kW]	Q_{AT} [kVar]	Q_{BT} [kVar]	Q_{CT} [kVar]
N15	8,500	-	-	4,039	-	-
N18	-	-	4,485	-	-	-

TABELA II. PRINCIPAIS PARÂMETROS MODIFICADOS NO TRANSFORMADOR.

Parâmetro	Valor
Potência aparente nominal	150,0 [kVA]
Perdas em vazio	485,0 [W]
Perdas a plena carga	2335,0 [W]
Corrente de magnetização	2,3 %
Reatância primário-secundário	3,5 %

Geradores solares fotovoltaicos foram instalados em cada uma das barras de carga, os quais contam com o mesmo número de fases e o mesmo tipo de ligação que as cargas conectadas em suas barras. Todos foram considerados trifásicos equilibrados e operam fator de potência unitário. A máxima potência de cada um deles foi admitida como igual ao valor base (ver Tabela I) da fase mais carregada da carga que está conectada ao mesmo barramento. Finalmente, utilizaram-se duas curvas de irradiação solar para esses geradores. Elas foram retiradas de [12], apresentam uma resolução temporal de 5 minutos, são apresentadas na Fig. 3 e correspondem a: “Dia ensolarado” e “Dia nublado”.

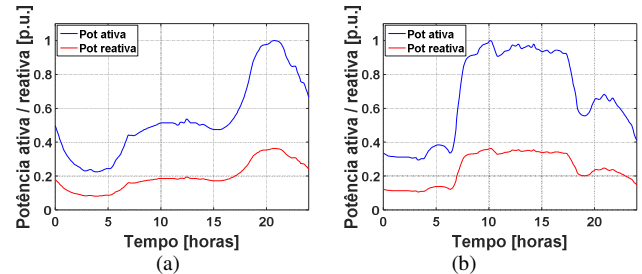


Fig. 2. Curvas de carga. (a) Residencial. (b) Comercial.

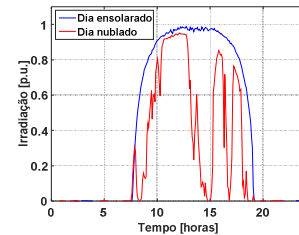


Fig. 3. Curvas de irradiação solar.

As principais propriedades dos bancos de baterias empregados neste trabalho são apresentadas na Tabela III. Além disso, ressalta-se que se optou por baterias de Li-Ion, em função de suas vantagens sobre os outros tipos [13].

O SD da Fig. 1 foi simulado com o auxílio do programa *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), que é uma

ferramenta capaz de simular sistemas trifásicos desbalanceados, geração distribuída (fotovoltaica e eólica), implementação de sistemas de baterias, entre outros [14]. O programa agrega rotinas de cálculo de curto-circuito, fluxo de potência balanceado e desbalanceado, fluxo de potência harmônico e análise transitória. Foram utilizados modelos trifásicos de todos os componentes do sistema elétrico e foram realizadas simulações de fluxo de potência trifásico sucessivas para os diferentes patamares de geração fotovoltaica e cargas.

TABELA III. PARÂMETROS COMUNS PARA OS BANCOS DE BATERIAS.

Parâmetro	Valor
Eficiência de carga	90%
Eficiência de descarga	90%
Perdas em aberto	0,03% da potência nominal [kW]
Fator de potência	1
Reserva mínima de operação	20% da capacidade total [kWh]

O modelo de painéis fotovoltaicos empregado foi o modelo de regime permanente do OpenDSS, cujos detalhes são apresentados em [15]. Quanto às baterias, foi utilizado foi o modelo genérico de regime permanente também disponibilizado pelo programa. Este permite configurar a capacidade de armazenamento, taxa de descarga ou carga, a eficiência durante a carga e descarga, valores para a resistência e reatância internas, a quantidade de energia que os componentes internos da bateria consomem, o tipo de ligação com a rede elétrica, e o modo de descarga de potência (potência constante, admitância constante ou de acordo com os dados do usuário).

III. DESCRIÇÃO DAS ESTRATÉGIAS IMPLEMENTADAS

Neste trabalho, foram analisadas três estratégias de operação das baterias instaladas no SD. As diferenças fundamentais entre elas consistem no modo de carga e descarga, bem seu posicionamento dos mesmos ao longo do SD. Além disso, a nomenclatura “*Caso base (CB)*” será utilizada para referir-se à situação em que não há baterias instaladas no SD.

Destaca-se que o dimensionamento da capacidade das baterias foi realizado de forma que em algum momento do dia, elas fiquem completamente carregadas, armazenando todo o excesso de energia produzida pelos geradores fotovoltaicos. Por isso, a capacidade desses elementos armazenadores de energia difere para cada uma das estratégias adotadas.

A. Estratégia 1(E1)

Instalou-se um banco de baterias em cada um dos barramentos de carga que apresentou fluxo de potência reverso no caso base. Estes barramentos foram: N10, N15, N18 e N21. Na Fig. 4 é apresentado o fluxograma dessa estratégia.

A E1 implica em um descarregamento principalmente durante o horário de maior consumo da carga residencial, compreendendo entre 19:00h e 23:30h, e também durante um período de baixa irradiação solar. Carga e descarga acontecem a uma taxa constante, porém diferente para cada

banco de bateria, dentro da faixa de 0,2C até 0,8C, proporcionando um carregamento mais linear [13].

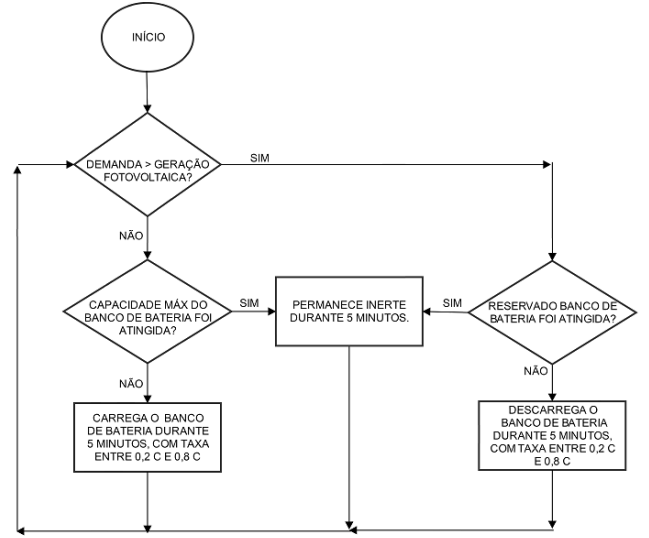


Fig. 4. Fluxograma da Estratégia 1.

B. Estratégia 2 (E2)

As baterias foram instaladas em cada um dos barramentos de carga: N4, N8, N10, N13, N15, N18 e N21. Esta é uma situação que visa operar o sistema elétrico em uma condição extrema de penetração de sistemas armazenadores de energia elétrica. Na Fig. 5 é apresentado o fluxograma da E2.

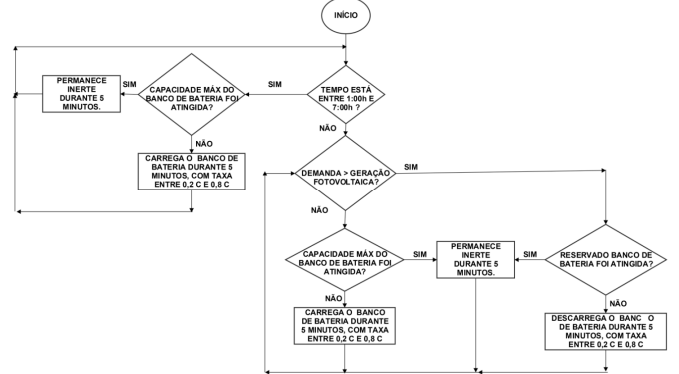


Fig. 5. Fluxograma da Estratégia 2.

C. Estratégia 3(E3):

Assim como na E2, também foram instaladas baterias em todas as barras de carga. Nesta estratégia utilizou-se a técnica da “Média Móvel Simples” nas amostras da potência de saída dos sistemas de geradores fotovoltaicos, aplicando (1) a todos os pontos da curva em estudo [17].

$$MVS(x_n) = \frac{1}{k} \sum_{p=0}^{k-1} x_{n-p} \quad (1)$$

Em que $MVS(x_n)$ é a média móvel simples de um ponto em n ; k é um número específico para o período; x_{n-p} é uma amostra de dado no ponto em $n-p$; p é um índice auxiliar que assume valores entre 0 e n , para cada ponto em n .

Após calcular MVS (1), determina-se a potência injetada ou absorvida pelo respectivo grupo de baterias, utilizando (2).

$$P_B(n) = MVS(x_n) - P_{SGF}(n) \quad (2)$$

```

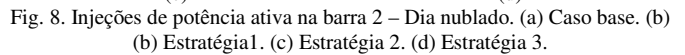
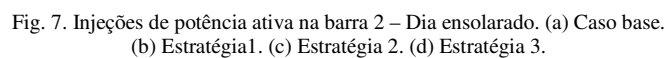
graph TD
    INICIO([INÍCIO]) --> D1{CAPACIDADE MÁX DO BANCO DE BATERIA FOI ATINGIDA?}
    D1 -- SIM --> B1[PERMANECE INERTE DURANTE 5 MINUTOS.]
    B1 --> D1
    D1 -- NÃO --> B2[CARREGA O BANCO DE BATERIA DURANTE 5 MINUTOS, COM TAXA ENTRE 9,2 C E 9,8 C]
    B2 --> D1
    B2 --> D2{TEMPO ESTÁ ENTRE 1:00h E 7:00h ?}
    D2 -- SIM --> D3{RESERVA DO BANCO DE BATERIA FOI ATINGIDA?}
    D3 -- SIM --> B3[PERMANECE INERTE DURANTE 5 MINUTOS.]
    B3 --> D3
    D3 -- NÃO --> B4[DESCARREGA O BANCO DE BATERIA DURANTE 5 MINUTOS, COM TAXA ENTRE 8,2 C E 8,8 C]
    B4 --> D3
    D2 -- NÃO --> D4{TEMPO ESTÁ ENTRE 18:00h e 24:00h ?}
    D4 -- SIM --> D3
    D4 -- NÃO --> D5{MVS > Pavg ?}
    D5 -- SIM --> D6{CAPACIDADE MÁX DO BANCO DE BATERIA FOI ATINGIDA?}
    D6 -- SIM --> B5[PERMANECE INERTE DURANTE 5 MINUTOS.]
    B5 --> D6
    D6 -- NÃO --> B6[CARREGA O BANCO DE BATERIA DURANTE 5 MINUTOS, COM TAXA Pb.]
    B6 --> D5
    D5 -- NÃO --> D7{RESERVA DO BANCO DE BATERIA FOI ATINGIDA?}
    D7 -- SIM --> B5
    D7 -- NÃO --> B7[DESCARREGA O BANCO DE BATERIA DURANTE 5 MINUTOS, COM TAXA Pb.]
    B7 --> D5

```

IV. RESULTADOS

Destaca-se que, com exceção da tensão, apenas os resultados obtidos para a barra 2 são mostrados a seguir, pois esta é a barra logo após o transformador. Além disso, as estratégias implementadas neste trabalho têm como objetivos principais minimizar o fluxo reverso de potência para a rede de média tensão, as perdas e as violações de tensão.

Na Fig. 7 e na Fig. 8 são apresentadas as injeções de potência ativa na barra 2 para um dia ensolarado e um dia nublado, respectivamente. Já na Tabela IV e Tabela V são expostas algumas informações retiradas dessas figuras.



Estratégia	Elimina fluxo de potência reverso?	Elimina flutuações de potência?
E1	Completamente	Não
E2	Completamente	Não
E3	Não	Sim

TABELA V. IMPACTO DAS ESTRATÉGIAS SOBRE A DEMANDA EM PERÍODOS ESPECÍFICOS, EM RELAÇÃO AO CASO BASE.

B. Tensões nodais

Na Fig. 9 são mostradas as tensões mínimas que as barras de carga do SD apresentaram, para cada uma das estratégias e para o caso base, em um dia ensolarado e um dia nublado. Além disso, também se indica o limite mínimo para tensões em redes de baixa tensão estabelecido por [9].

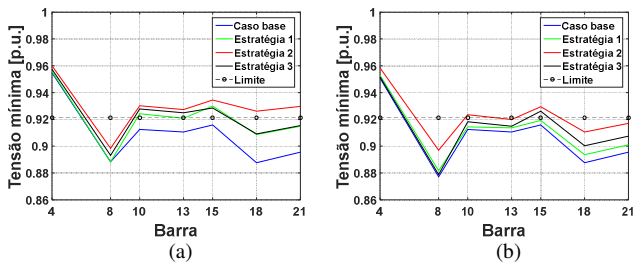


Fig. 9. Tensões mínimas nas barras. (a) Dia ensolarado. (b) Dia nublado.

Ao analisar a Fig. 9 percebe-se que todas as estratégias ajudam a elevar os níveis de tensão das barras de carga. Ressalta-se que a E2 é a que mais aumenta os valores de tensão, sendo que em um dia ensolarado apenas a barra 8 continua com uma tensão menor que a permitida. Por fim, repara-se que em um dia nublado, todas as estratégias elevam menos os valores das tensões. Isso ocorre porque nesses dias, como já explicado anteriormente, os geradores fotovoltaicos produzem menos energia elétrica e os elementos armazenadores de energia são obrigados a descarregar mais vezes para tentar suprir a demanda das cargas. Entretanto, com uma contribuição escassa dos painéis fotovoltaicos, as baterias não conseguem fazer com que as tensões atinjam níveis aceitáveis em muitas barras. Mais especificamente, no melhor dos casos, a E2 faz com que somente as barras 10, 13 e 15 apresentem tensões satisfatórias em um dia nublado. Estes resultados confirmam que as baterias foram eficientes para o propósito em questão, porém evidenciam também que é necessário empregar outra solução para eliminar as violações de tensão em regime permanente.

A Fig. 10 e a Fig. 11 mostram as tensões na barra 2 para todas as estratégias e o caso base, em um dia ensolarado e um dia nublado. Nessas figuras é possível notar que, apesar de várias barras de carga apontarem subtensões, nenhuma violação de tensão é identificada na barra do transformador em um dia ensolarado, nem em um dia nublado. Além disso, percebe-se que apesar da E3 não influenciar os níveis de tensão tanto quanto a E1 e a E2, ela suaviza as flutuações de tensão (ver comparação dos períodos destacados na Fig. 11).

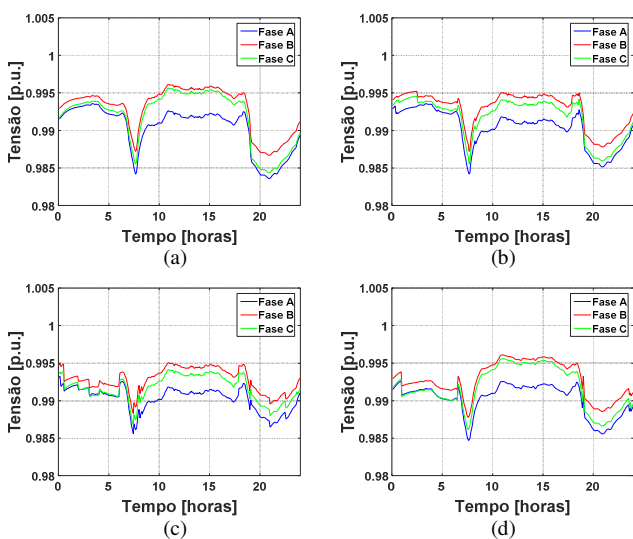


Fig. 10. Tensões na barra 2 – Dia ensolarado. (a) Caso base. (b) Estratégia 1. (c) Estratégia 2. (d) Estratégia 3.

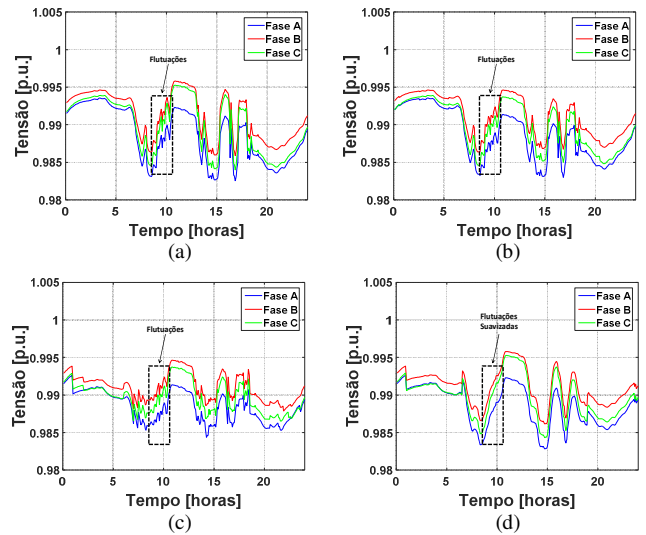


Fig. 11. Tensões na barra 2 – Dia nublado. (a) Caso base. (b) Estratégia 1. (c) Estratégia 2. (d) Estratégia 3.

C. Perdas

A Tabela VI mostra os impactos das estratégias implementadas sobre as perdas de potência ativa para períodos específicos do dia. Já na Tabela VII são apresentadas as perdas totais do SD ao longo de 1 dia.

TABELA VI. IMPACTOS DAS ESTRATÉGIAS SOBRE AS PERDAS DAS LINHAS DO SD, EM RELAÇÃO AO CASO BASE.

Situação do dia	Estratégia	Variação da demanda entre 0:00h – 6:30h, em relação ao CB [%]	Variação da demanda entre 19:00h – 23:30h, em relação ao CB [%]
Ensolarado	E1	-11,55	-22,71
Ensolarado	E2	+79,05	-47,37
Ensolarado	E3	+95,77	-35,83
Nublado	E1	-2,60	-6,57
Nublado	E2	+113,03	-17,34
Nublado	E3	+95,79	-31,53

TABELA VII. PERDAS TOTAIS EM TODAS AS LINHAS DO SD EM UM DIA.

Situação do SD	Perdas dia ensolarado [kWh]	Perdas dia nublado [kWh]
CB	29,449	44,922
E1	25,292	43,013
E2	24,816	42,125
E3	28,773	43,931

Ao comparar a Tabela VI com a Tabela V, percebe-se que as conclusões feitas sobre as técnicas implementadas, a partir da Tabela V, também são válidas para a Tabela VI. De acordo com a Tabela VII, constata-se que as perdas são consideravelmente maiores em um dia nublado do que em um dia ensolarado. Novamente, isso acontece porque com menos irradiação solar, os geradores fotovoltaicos produzem menos energia elétrica. Dessa forma, o SD é obrigado a consumir mais energia da rede de média tensão para atender as suas cargas, o que aumenta o fluxo de potência nas linhas e consequentemente as perdas.

Além disso, ainda em relação à Tabela VII, percebe-se que as estratégias 1, 2 e 3 reduzem as perdas quando comparadas com o CB, sendo que a E2 é a que mais as minimiza. Isso ocorre porque, devido a sua maior injeção de potência no SD,

a partir dos bancos de baterias, a E2 é a que mais reduz o fluxo de potência nas linhas.

Finalmente, na Tabela VIII são evidenciadas as capacidades totais dos sistemas de baterias instalados, em cada uma das estratégias de operação. Percebe-se que a E2 exige uma capacidade total para os sistemas de baterias, que é praticamente o dobro da capacidade que as outras duas técnicas empregam. Isso ocorre porque na E2, as baterias armazenam energia durante o período de baixo consumo da carga e também quando há fluxo reverso de potência. Já na E1 elas são carregadas apenas quando há fluxo reverso de potência, e na E3 as baterias são abastecidas apenas no horário de baixa demanda.

TABELA VIII. CAPACIDADES TOTAIS DOS SISTEMAS DE BATERIAS.

	Estratégia E1	Estratégia E2	Estratégia E3
Capacidade total do sistema de baterias instalado (kWh).	119,5	210,5	129,0

V. CONCLUSÕES

Neste artigo, foram analisadas três estratégias para a implementação de baterias em um SD com alto nível de penetração de geração fotovoltaica. Essas estratégias foram comparadas entre em relação a: fluxo reverso de potência, flutuações de potência, níveis de tensão, perdas nas linhas e capacidade das baterias.

Após realizar as simulações para “Dia ensolarado” e “Dia nublado”, pôde-se chegar às seguintes conclusões:

1. As três estratégias de operação são fortemente afetadas pela irradiação solar sobre os painéis fotovoltaicos, pois a redução do carregamento, a suavização de picos e vales de tensões e a redução das perdas foram maiores em um dia ensolarado do que em um dia nublado.
2. Embora todas as estratégias tenham provocado a redução das perdas, o montante reduzido foi diferente. Destaca-se a estratégia E2, que resultou em menores perdas, considerando 24 horas de operação do SD.
3. A Tabela IX resume os resultados de todas as simulações, comparando as estratégias com o caso base. Conclui-se que, de forma geral, a E2 é a melhor estratégia, pois apresenta o melhor desempenho em 3 dos 5 pontos observados. Porém, caso se deseje apenas mitigar as flutuações, deve-se implementar a E3. Se a intenção é de somente reduzir a capacidade das baterias, deve-se optar pela E1.

TABELA IX. CLASSIFICAÇÃO DOS DESEMPENHOS DAS ESTRATÉGIAS EM RELAÇÃO AO CASO BASE.

Estratégia	Mitigar o fluxo reverso de potência	Mitigar flutuações	Mitigar perdas	Suavizar picos/vales nos níveis das tensões	Reduzir capacidade das baterias
E1	Melhor	Pior	Médio	Médio	Melhor
E2	Melhor	Pior	Melhor	Melhor	Pior
E3	Pior	Melhor	Pior	Pior	Médio

As estratégias E2 e E3 foram consideradas para avaliar o comportamento do SD em condições extremas de penetração de baterias, uma vez que estas foram instaladas em todas as barras de carga. Consequentemente, os custos envolvidos são

maiores do que em E1. Como trabalhos futuros vislumbra-se pesquisar técnicas de alocação de baterias para atingir objetivos específicos, podendo formular o problema como um problema de otimização e primando por soluções com menor custo. Outra aspecto relevante que se pretende realizar futuramente é considerar uma abordagem estocástica para avaliar os impactos das baterias em SDs, semelhante à análise apresentada em [18].

VI. REFERÊNCIAS

- [1] IEA. “Renewable Energy Medium-Term Market Report”, 2016. Available: www.iea.org.br
- [2] IEA. “Next Generation Wind and Solar Power”. 2016. Available: www.iea.org.br
- [3] J. H. Oliveira, J. P. R. Gomes, W. C. Boaventura, V. F. Mendes, “Impact of integrating a photovoltaic power plant in a distribution feeder,” in *International Conference Harmonics and Quality of Power*, Belo Horizonte, BR, Oct. 2016, pp. 842-847.
- [4] H. Hatta, M. Asari, H. Kobayashi, “Study for the energy management for decreasing reverse power flow from photovoltaic power systems,” in *Conference on Sustainable Alternative Energy*, Valencia, ES, Sept. 2009, pp. 1-5.
- [5] F. M. Camilo, R. Castro, M. E. Almeida, V. F. Pires, “Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 7, pp. 1741 – 1748, 2016.
- [6] M. Garcia-Plaza, J. E. G. Carrasco, J. Alonso-Martinez, “Battery Energy Storage System in smoothing control application of photovoltaic power fluctuations caused by clouds passing,” in *Annual Conference of the Industrial Electronics Society*, Florence, IT, Oct. 2016, pp. 1992-1997.
- [7] I. de la Parra, J. Marcos, M. García, L. Marroyo “Dynamic Ramp-Rate Control to Smooth Short-Term Power Fluctuations in Large Photovoltaic Plants Using Battery Storage Systems,” in *Annual Conference of the Industrial Electronics Society*, Florence, IT, Oct. 2016, pp. 3052 – 3057.
- [8] R. T. Borges, “Desenvolvimento de metodologias de análise sistêmica de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração ultra – dispersa,” Dissertação, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2014.
- [9] ANEEL, “Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST), Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, 2016.
- [10] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouveia, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, “Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 375-380, 2000.
- [11] WEG. (2017) Transformadores. [Online]. Available: ecatalog.weg.net
- [12] NREL. (2016) Renewable Resource Data Center. [Online]. Available: www.nrel.gov
- [13] S. Dearborn, “Charging Li-Ion Batteries for Maximum Run Times,” *Power Electronics Technology*, vol. 31, no. 4, pp. 40-49, 2005.
- [14] EPRI. Reference Guide The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Available: <http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>.
- [15] EPRI. OpenDSS PVSystem Element Model Version 1. 2011. Available: <http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>.
- [16] EPRI. OpenDSS STORAGE Element and STORAGECONTROLLER Element. 2011. Available: <http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>.
- [17] P. Chanhom, S. Sirisukprasert, N. A. Hatti, “A new mitigation strategy for photovoltaic power fluctuation using the hierarchical simple moving average,” in *2013 International Workshop on Intelligent Energy Systems*, Vienna, AT, Nov. 2013, pp. 28-33.
- [18] A. Navarro, L. F. Ochoa, D. Randles, “Monte Carlo-Based Assessment of PV Impacts on Real UK Low Voltage Networks,” in *2013 PES General Meeting*, Vancouver, Jul. 2013, pp. 1-5.