

O Comportamento de uma Rede de Distribuição de Baixa Tensão Frente à Penetração da Geração Fotovoltaica e Armazenadores de Energia

Rafael Martins Leite* Jonas Villela de Souza**
Eduardo Nobuhiro Asada*** Mário Oleskovicz****

Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, SP (e-mail: rafaelleite@usp.br, jonas.villela@usp.br**, easada@usp.br***, olesk@sc.usp.br****).*

Abstract: Brazil has great potential for generating energy through renewable resources, especially from sunlight. By providing a substantial profit, both for their sellers and users, photovoltaic generators are increasingly present in low voltage distribution networks. However, its excessive incorporation into the electrical system may cause problems related to the electrical power quality, such as voltage deviation, phase unbalance and increased technical losses. Considering the continuous expansion of small photovoltaic generators presence on the grid, this paper aims to avoid possible disturbances, without compromising the integration of this technology into the electrical system, making it possible to take advantage of distributed generation's full potential. Therefore, the use of energy storage systems is proposed. For comparison purposes, simulations were carried out considering storage devices connected in a distributed way, together with the PV systems or just a concentrated unit in the first bus of the studied network. Both configurations presented improvements in voltage levels, reduced losses and increased the grid's ability to consume the generated energy locally, reducing the power exported to the medium voltage primary grid. However, it is observed that, due to its characteristic operation, the concentrated storage may worsen the unbalance percentage level.

Resumo: O Brasil apresenta um grande potencial para a geração de energia por meio de fontes renováveis, principalmente a energia proveniente da luz do sol. Por proporcionar um ganho econômico substancial, tanto para quem comercializa quanto para seus usuários, os geradores fotovoltaicos são cada vez mais presentes nas redes de distribuição de baixa tensão. Entretanto, sua incorporação desmedida no sistema elétrico pode ocasionar problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, como por exemplo o desvio de tensão, desequilíbrio entre fases e o aumento das perdas técnicas. Considerando este cenário de contínua expansão dos pequenos geradores fotovoltaicos, este trabalho tem como objetivo contornar os possíveis distúrbios ocasionados sem comprometer a integração desta tecnologia ao sistema elétrico, possibilitando aproveitar todo o potencial da geração distribuída. Propõe-se então a utilização de sistemas de armazenamento de energia. Para fins de comparação, foram realizadas simulações considerando armazenadores conectados de forma distribuída, juntamente aos sistemas PV ou apenas uma unidade concentrada no primeiro barramento da rede estudada. Ambas as configurações apresentam melhoras nos níveis de tensão, reduzem as perdas e aumentam a capacidade da rede em consumir a energia gerada localmente, diminuindo a potência exportada para a rede primária de média tensão. Entretanto, observa-se que devido ao seu funcionamento característico, o armazenador concentrado pode prejudicar ainda mais o nível percentual de desequilíbrio.

Keywords: Distributed energy resources; Photovoltaic distributed generation; Energy storage system; Low voltage distribution network; Electrical power quality.

Palavras-chaves: Recursos de energia distribuídos; Geração distribuída fotovoltaica; Sistema de armazenamento de energia; Rede de distribuição de baixa tensão; Qualidade da energia elétrica.

1. INTRODUÇÃO

Desde a assinatura do Protocolo de Montreal, em 1987, a busca por uma diversificação da matriz energética mundial passou a ser um objetivo fundamental. Na última década, a capacidade mundial de geração de energia elétrica baseada em renováveis praticamente dobrou, aumentando de 1.227 GW para 2.537 GW (IRENA, 2021). Neste mesmo período, a fonte energética que apresentou maior ascensão foi a do tipo fotovoltaica (PV - Photovoltaic). Em 2019, superou a marca de 580 GW em sua capacidade instalada mundialmente, representando um crescimento de 14 vezes desde 2010 (IRENA, 2021). No Brasil, esta tendência se repete, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. De 2012 até agosto de 2020, o país passou a contar com uma capacidade instalada de 6,4 GW, sendo que 53% desta é correspondente a Geração Distribuída (GD) (ABSOLAR, 2021).

A fim de mitigar alguns dos desafios inerentes à GD, tem-se apostado no armazenamento de energia. O *Energy Storage System* (ESS), já é há algum tempo, um recurso bem consolidado para a redução nos picos de carga. Armazenando energia nos períodos de baixa demanda, o ESS pode suprir a demanda de forma descentralizada em instantes de consumo elevado, reduzindo assim o fluxo de potência que parte da subestação (Sparacino et al., 2012).

Trazendo esta estratégia para o contexto da GD, o armazenamento pode ser feito quando houver um excedente da geração local em relação ao consumo. Esta energia armazenada, por sua vez, possibilitará suprir a demanda nos seus momentos de pico, que costumeiramente ocorre no início da noite considerando um perfil residencial (Muttqi et al., 2017).

Partindo de tal realidade, a proposta deste trabalho é verificar como uma rede elétrica de distribuição residencial em Baixa Tensão (BT) reage ao modelo atual de crescimento da GD-PV. Posteriormente, seguindo indicativos comerciais, adiciona-se o ESS junto a GD-PV e assim, reavaliam-se os possíveis impactos. Tal associação de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) se mostrou eficaz na redução da demanda de energia em BT, aliviando a rede elétrica no horário com pico de consumo, melhorando ainda os níveis percentuais de tensão e desequilíbrio. Por fim, verificou-se também uma considerável redução das perdas de potência ativa nos condutores das linhas e no transformador.

No que segue, este trabalho será apresentado em 5 seções, sendo a primeira esta sucinta introdução. Já a segunda traz uma breve caracterização dos limitantes para a integração da GD-PV na rede. A seguinte apresenta os materiais e métodos utilizados nas simulações elaboradas. Na seção 4, os resultados são expostos e discutidos. Finaliza-se então com uma conclusão na seção 5.

* O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 – e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Uma vez que a energia PV possui um caráter intermitente, sendo a geração restrita a um determinado período do dia, a mesma não atende o perfil de carga do consumidor residencial que opte por sua utilização direta. Ainda mais, com o aumento da popularidade e a crescente inserção destes geradores em residências e pequenos comércios, espera-se que o fluxo de potência ao longo do dia passe por mudanças substanciais. Assim, o interesse do estudo são os possíveis efeitos em decorrência da relação dos perfis de consumo e geração no sistema elétrico como um todo.

2.1 Perfis de Carga

Do ponto de vista da distribuidora, uma residência é uma carga variável com um perfil de comportamento diário. Isto se deve ao fato de que o uso de aparelhos elétricos está diretamente relacionado à rotina diária das pessoas que os utilizam.

Neste sentido, no cenário atual, tem-se a figura do Prosumidor, que aparece quando um consumidor passa a dispor de algum tipo de GD em sua instalação, tornando-se capaz de injetar energia na rede. Para que seja possível gerar uma quantidade de energia equivalente à da carga instalada, a GD-PV alcança níveis de potência ativa mais altos, podendo então, existir um excedente de geração que é injetado na rede. Neste contexto, a curva resultante pode assumir valores negativos, indicando um fluxo de potência ativa reverso no ponto de conexão. Entretanto, observa-se que o pico de consumo ao fim da tarde, característico do consumo domiciliar, persiste. Isto pode ser observado na Figura 1.

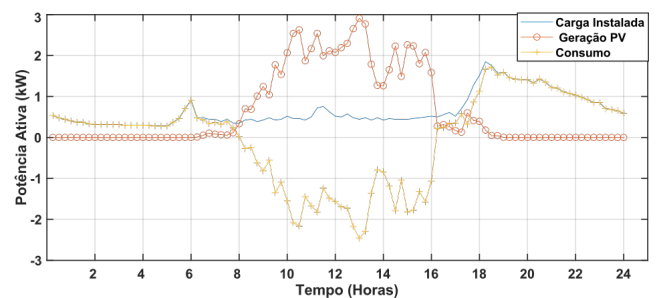


Figura 1. Comportamentos de geração e carga em um Prosumidor.

Caso esta tendência de alterações não seja observada e planejada pela distribuidora, a mesma pode sofrer com perdas econômicas relacionadas à compra e venda de energia. Junto a isso, a operação da rede deve ser reestruturada de acordo com essa nova realidade, de forma a evitar um aumento de perdas na eficiência da rede, desvios de tensão nos terminais dos alimentadores e desequilíbrio das fases.

2.2 Alteração dos Níveis de Tensão

É apresentado em (Torquato et al., 2018) que o maior limitante operacional para a hospedagem da GD-PV é a sobretensão ocasionada em seu ponto de acoplamento. De

acordo com a regulamentação brasileira no que diz respeito à Qualidade da Energia Elétrica (QEE), instalações de até 1 kV devem permanecer em uma faixa de 92% a 105% de seu valor nominal de tensão, por pelo menos 97% do tempo (ANEEL, 2021). Tomando o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de um Prosumidor como referência, assumindo que a GD-PV tenha um fator de potência unitário, e que em determinado instante sua geração seja maior que o consumo, pode-se avaliar como surge tal efeito. Pela Lei de Ohm e as relações entre tensão, corrente e potência obtidas em uma rede de distribuição com a presença de GD-PV como apresentado na Figura 2, obtém-se a Equação 1. Esta por sua vez representa a tensão no PAC do Prosumidor (Brolin et al., 2018).

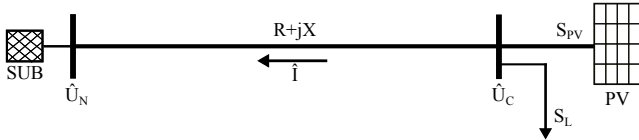


Figura 2. Modelo simplificado da conexão da GD-PV do Prosumidor ao sistema de distribuição.

Com a inversão do fluxo de potência em relação ao que seria habitual, surgirá um efeito de elevação da tensão no PAC em relação à referência da rede. Esta é representada pela Equação 1.

$$U_c = \hat{U}_N + R \left(\frac{P + Q \left(\frac{X}{R} \right)}{U_c} \right) + jR \left(\frac{P \left(\frac{X}{R} \right) - Q}{U_c} \right) \quad (1)$$

Considerando que a GD-PV tem um fator de potência fixo e unitário, e que o consumo de reativo em uma residência é baixo, a parcela complexa resultante da potência também será pequena. Já a razão X/R , costuma ser menor do que 1 para redes curtas (Brolin et al., 2018). Desta forma é razoável desconsiderar a variação de tensão em quadratura. Assim é possível afirmar que a injeção de potência real é o principal responsável pelo aumento de tensão na rede. Isto fica claro na Equação 2:

$$\Delta U = R \left(\frac{P}{U_c} \right) \quad (2)$$

2.3 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é caracterizado por qualquer diferença na amplitude ou defasagem angular entre as fases de um sistema trifásico. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) determina que para sistemas de até 1 kV, o índice percentual de desequilíbrio deve ser menor que 3%. É estabelecido que este limite seja respeitado em pelo menos 95% das 1.008 leituras válidas (ANEEL, 2021). Este Fator de Desequilíbrio (FD%) é obtido a partir da razão do valor percentual da magnitude da tensão eficaz de sequência negativa (V^-), em relação à positiva (V^+).

Considerando que a alteração do fluxo de potência causada pela GD-PV tem influência sobre os níveis de tensão, e atentando-se ao fato de que muitos desses geradores são monofásicos ou bifásicos, o nível de desequilíbrio da rede pode vir a ser um problema com o aumento da

penetração da GD-PV. Caso o consumo e a injeção de potência não sejam igualmente distribuídos entre as três fases, a amplitude e a defasagem das mesmas podem se alterar, aumentando assim o nível de desequilíbrio e, possivelmente, superando os limites impostos pela agência reguladora.

3. OBJETOS E MÉTODO DE ANÁLISE

Inicialmente, é proposto que os perfis de consumo da rede de distribuição sejam suavizados, aliando a GD-PV residencial à utilização de ESS (aqui representado por um banco de baterias). Com a previsão do perfil de carga e o gerenciamento adequado do ESS, procura-se equilibrar os períodos de elevada geração e consumo, garantindo que o excedente de energia gerada possa ser utilizado em um momento mais oportuno. Desta forma, evita-se que tal excedente seja injetado na rede e cause os efeitos já mencionados.

As simulações que compõem esse estudo dividem-se em três fases. Na primeira fase, é analisado um sistema de distribuição teste. Em seguida (segunda fase), aumenta-se progressivamente a presença de GD-PV até que todos os consumidores se comportem como Prosumidores. Já na terceira fase, são adicionados ESSs distribuídos e alocados em cada Prosumidor. Ainda na terceira fase, são desconsiderados os armazenadores distribuídos que darão lugar a um único ESS concentrado e localizado no início do alimentador.

Essencialmente, cada uma destas etapas tem um propósito específico. Primeiramente é necessário avaliar o desempenho do sistema teste original, possibilitando um parâmetro de comparação para todos os outros casos. Em seguida, estudam-se os impactos da integração contínua da GD-PV na rede de distribuição em baixa tensão. Com o intuito de mitigar os possíveis problemas causados pelo cenário anterior, são inseridos ESSs como REDs individuais em cada instalação residencial. Por fim, considera-se também a possibilidade de um ESS maior e concentrado que atenda toda a rede de forma unificada.

3.1 O Sistema Teste

O sistema teste em BT utilizado possui 41 barramentos e está representado na Figura 3. É caracterizado como uma rede em BT situada na região sudeste do Brasil, a qual alimenta 34 consumidores por meio de um transformador trifásico delta-estrela de 45 kVA com o neutro aterrado (Brolin et al., 2018). A respectiva rede foi modelada via software OpenDSS (Dugan and Ballanti, 2016). É considerado a tensão de atendimento da rede igual a 1 p.u..

Cada uma das cargas foi considerada com potência ativa nominal e um Fator de Potência (fp) de 0,85. Estão ainda associadas a uma curva de carga, a qual representa a variação diária do consumo em p.u., amostrada em intervalos de 15 minutos, perfazendo 96 pontos. A curva de carga tem como base o valor de consumo máximo atribuído a cada residência.

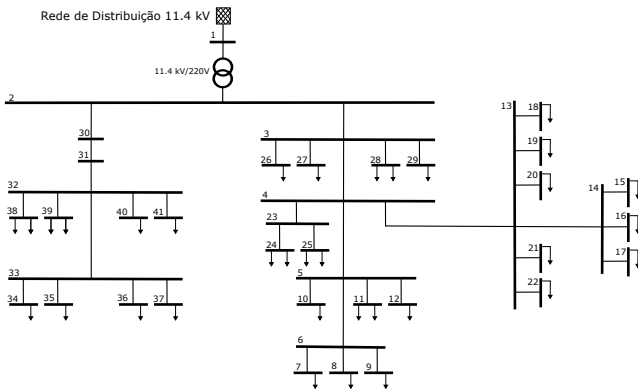


Figura 3. Sistema de distribuição teste.

3.2 GD-PV

O modelo do sistema PV utilizado é como o encontrado em OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models (Radatz et al., 2020). O gerador é composto pelo arranjo dos painéis solares, um inversor DC-AC, sendo representado por uma fonte de corrente conectada à rede.

Cada gerador tem como principais atributos a potência nominal máxima de geração, sua eficiência e o fp. É calculada então a potência de cada GD-PV que será conectado ao sistema teste pelo aqui chamado “método comercial”. O fp utilizado para todos os sistemas fotovoltaicos é unitário, uma vez que só há geração de potência ativa. O funcionamento é definido a partir de duas entradas: a irradiância solar e a temperatura. Estas são curvas diárias, considerando um dia de verão ensolarado.

O método comercial mais comum para o dimensionamento da GD-PV leva em consideração a média diária de consumo, que pode ser obtida a partir do histórico anual presente na conta de energia do consumidor interessado. O cálculo consiste simplesmente na divisão do consumo médio diário pelo potencial de geração do local em que o gerador será instalado. Desta forma, obtém-se a potência nominal de cada GD-PV.

Para as simulações, de forma semelhante, integram-se as curvas diárias de carga ($P_c(t)$) e de irradiação ($Ir(t)$). Divide-se então a primeira pela segunda e, por fim, o resultado é multiplicado pela eficiência média diária do PV (η_{pv}).

3.3 Penetração PV

A prática mais comum para definir o nível de penetração da GD-PV é a comparação das potências nominais dos geradores instalados, com a do transformador responsável pelo fornecimento da rede (Ismael et al., 2019). Com base no método apresentado no item anterior, foi então calculada a GD-PV para cada um dos 34 consumidores conectados ao sistema teste, os quais se tornam Prosumidores. Posteriormente, o nível percentual da potência nominal PV foi calculado a partir da capacidade do transformador de distribuição de 45 kVA.

O acréscimo de GD-PV seguiu uma lógica decrescente em relação aos consumos diários de energia. Este cenário é aceitável, uma vez que quanto maior o consumo de energia, maior será o benefício encontrado para a instalação da

GD-PV, e maior o interesse financeiro. Para o sistema em questão, o percentual máximo de penetração é de 144%.

3.4 Armazenamento

O ESS utilizado é o modelo padrão estabelecido para o software OpenDSS. Além disso, sua descrição detalhada é feita por (Rocha and Radatz, 2020). O sistema é composto por um armazenador ideal de energia, um inversor bidirecional e elementos que representam as perdas associadas à carga, descarga e inatividade.

Para definir a capacidade de cada ESS a ser instalado, foi considerada a diferença entre as potências ativas de geração da GD-PV e o consumo da carga no período de atividade da GD-PV (8 às 16 h). Desta forma, garante-se que todo o excedente de energia seja destinado ao ESS e não injetado na rede.

Os valores calculados para a capacidade dos ESSs foram aproximados para os mesmos descritos no datasheet de um fabricante de baterias Ion-lítio, de onde também foram obtidos os dados sobre a potência nominal e profundidade de descarga (LG, 2016).

3.5 Gerenciamento do ESS

Criou-se uma lógica para a tomada de decisões em relação aos estados de cada armazenador (inativo, carga e descarga) e sua potência ($P_{ESS}(t+1)$). Para tal, pondera-se o consumo da potência instantânea medido no ponto de conexão do Prosumidor ($P_L(t)$). Define-se também um limite inferior (L_l) e um superior (U_l), nos quais se deseja que a demanda de energia da rede permaneça. Tal lógica foi fundamentada numa estratégia de peak load shaving (Danish et al., 2020).

Para evitar oscilações causadas pelas variações bruscas da GD-PV, é empregada a curva P_{follow} , a qual resulta dos perfis associados ao sistema (consumo e geração locais). A lógica utilizada é representada pelas Equações 3 e 4:

$$P_{follow}(t) = P_c(t) - P_{pv}(t) [kW] \quad (3)$$

$$P_{ESS}(t+1) = \begin{cases} P_{follow}(t+1), & \text{se } P_L(t) < L_l \text{ (Carga)} \\ 0, & \text{se } U_l \geq P_L \geq L_l \text{ (Inativo)} \\ P_L(t) - U_l, & \text{se } P_L \geq U_l \text{ (Descarga)} \end{cases} \quad (4)$$

Para que o ESS armazene todo o excedente de energia gerada localmente, L_l foi fixado em 0 (zero). Já para reduzir os picos de consumo ao fim da tarde, U_l foi fixado em 30% do valor da carga nominal máxima de cada Prosumidor.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os Prosumidores, consumidores antes passivos e que apenas recebiam a energia disponibilizada pela concessionária, passam agora a ser capazes de suprir parte de sua demanda e ainda injetam o excedente de sua produção na rede. A Figura 4 apresenta o fp medido no secundário

do transformador para sete diferentes penetrações da GD-PV. Uma vez que o sentido do fluxo de potência ativa se inverte, o ângulo formado entre as parcelas ativa e reativa da potência (ângulo de fase) se encontrará no 3º ou 4º quadrante. Logo, o fp que resulta do cosseno de tal ângulo será negativo (Stevens, 1983). O que se observa na Figura 4 é um decréscimo do fp com o aumento da penetração da GD-PV, de 0,85 (valor nominal para todas as fases) até valores muito próximos de -1.

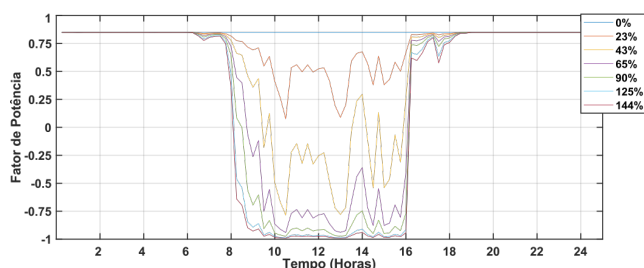


Figura 4. Fator de potência no lado de BT do transformador para diferentes níveis de penetração da GD-PV.

No sistema teste em análise, a fase B apresenta as maiores variações nas magnitudes de tensão, uma vez que é a mais carregada. Na Figura 5 e 6 são indicados os valores de tensão em p.u. para as situações da rede original (0%) e com a penetração máxima (144%) na fase B. Se antes, para a rede original, os valores das tensões se encontravam quase sempre próximos ao valor nominal, agora apresentam um aumento substancial, chegando a 3,92%. Porém, verifica-se ainda que a queda de tensão proveniente do aumento do consumo no horário de ponta permanece.

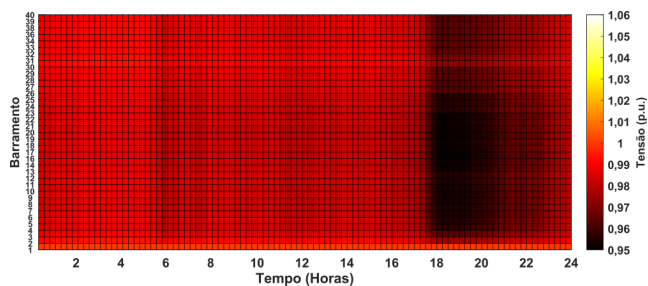


Figura 5. Variações da tensão nos barramentos ao longo do dia sem GD-PV, na fase B.

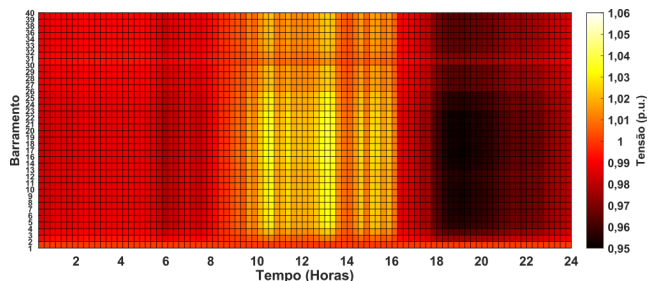


Figura 6. Variações da tensão na fase B dos barramentos ao longo do dia com penetração da GD-PV de 144%.

Da mesma forma que a Figura 4, a Figura 7 traz as medições do fp no secundário do transformador durante as 24 horas, para os mesmos níveis de penetração para as associações de GD-PV-ESS. Neste cenário, os limites

inferiores (L_l) e superiores (U_l) (Equação 4), para cada ESS, são definidos como 0 (zero) e 30%, e todas as simulações dos armazenadores são iniciadas com carregamento mínimo.

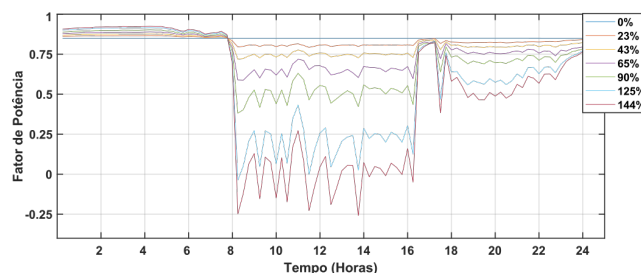


Figura 7. Fator de potência no lado de BT do transformador para diferentes níveis de penetração da GD-PV-ESS.

O primeiro ponto a ser observado são os diferentes valores de fp na parte da manhã, antes do início da geração PV e o conseqüente carregamento dos ESSs. Neste período há um aumento no consumo de potência ativa decorrente do estado de inatividade dos ESSs e as perdas associadas ao mesmo. Até que se inicie a geração PV, todos os ESSs estarão inativos, uma vez que iniciam a simulação com sua reserva mínima.

Uma vez que cada armazenador foi modelado de forma que absorvesse toda a diferença entre o consumo e geração locais, não haverá mais um excedente de potência não consumida que precise ser injetada da rede primária para a secundária. Desta maneira, o que decorre é uma diminuição gradual no fp para cada situação de penetração dos REDs, até que esta fique muito próxima de zero. Mesmo assim, ainda há algumas oscilações entre valores positivos e negativos na penetração máxima da GD-PV-ESS.

Por fim, como é possível notar, o pico de consumo presente no fim da tarde e início da noite é bem reduzido com a integração dos REDs combinados. O maior valor registrado no sistema original às 18 h é de 26,35 kW. Já para a penetração máxima, o maior valor de potência ativa é 16,29 kW às 17 h 45 min. A diferença entre estes valores é de quase 38%.

A Figura 8 apresenta o mapa de calor para a fase B, para a penetração máxima da GD-PV-ESS.

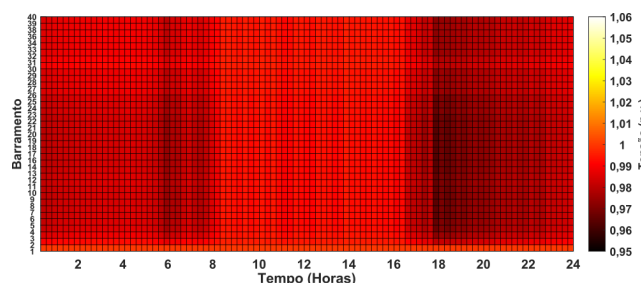


Figura 8. Variações da tensão na fase B dos barramentos ao longo do dia com penetração da GD-PV-BESS de 144%.

Nota-se uma predominância do valor unitário (nominal) durante a maior parte do tempo em todos os barramentos,

sendo este também o maior valor de tensão aferido. Entretanto, no período da manhã, as tensões apresentam valores iguais ou até menores que nas situações anteriores, uma vez que existe um aumento na demanda de potência ativa devido ao consumo dos ESSs no estado de inatividade. Já na área que representa o horário de ponta, observa-se um escurecimento. Porém, ele é menor, o que representa uma melhora nos perfis de tensão. O menor valor presente na penetração máxima de 144% é 0,963 p.u..

Para fins de comparação com os casos anteriores de armazenamento local de energia, é proposta também a análise do comportamento da rede com apenas um ESS maior e responsável por abastecer todas as unidades conectadas. Este estudo é realizado apenas para a penetração máxima da GD-PV, pois esta configuração só se justifica para situações com grande injeção de potência na entrada da rede.

Para controlar a carga e descarga do ESS, foi utilizado um dispositivo de controle nativo do OpenDSS, o Storage Controller (SC) (Rocha et al., 2020). Para o caso em particular, é utilizado o modo Peak Shave, o qual funciona de forma semelhante ao gerenciamento esboçado na seção 3. São definidos um limite mínimo (0 kW) e um máximo (7 kW) para a potência trifásica monitorada pelo controlador no ponto de conexão do secundário do transformador.

Na Figura 9 são apresentadas as potências ativas trifásicas e a monofásica no ESS, bem como no secundário do transformador. O primeiro aspecto mais pertinente é que o ESS, em conjunto com o controle adotado, consegue com êxito cortar todo o excedente de potência ativa exportada por meio do transformador e reduzir todo o consumo que ultrapasse os 7 kW no horário de ponta. Isto também pode ser observado na potência total do ESS, a qual toma a forma exata da GD-PV no seu período de carregamento. As potências medidas nas três fases do ESS são iguais entre si durante todo o tempo. Tal informação é importante para entender os perfis de potência por fase no transformador.

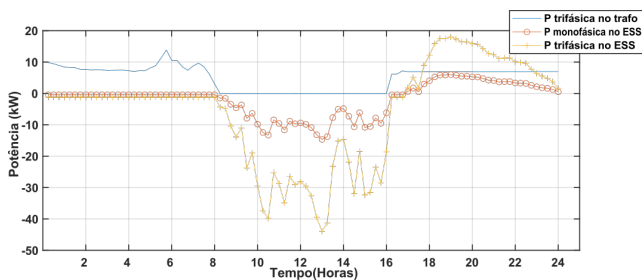


Figura 9. Potência ativa no ESS e no transformador.

O SC utiliza as medições e limites relativos à potência trifásica, ou seja, a soma algébrica das três monofásicas. Logo, o controlador opera fazendo com que o ESS absorva ou injete o mesmo valor de potência ativa nas três fases para que a curva de demanda total no transformador só assumia valores entre 0 (zero) e 7 kW. Por sua vez, as potências em cada fase sempre assumem valores diferentes entre si. Isto implica que para que a condição de potência total mínima igual a zero, assim como imposto pelo gerenciamento, seja alcançada, a fase B deve injetar potência, enquanto as fases A e C devem apresentar uma demanda positiva. É possível observar este comportamento na Figura 10.

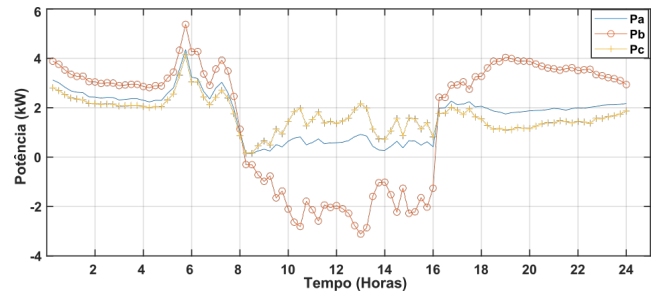


Figura 10. Potência ativa por fase no transformador.

Tal problema poderia ser contornado com um gerenciamento individual de despacho de energia em cada fase do armazenador. Porém, o modelo do ESS considerado só atua com valores iguais de potência nas fases. Portanto, como observado nas seções anteriores, esta diferença que surge nos consumos de potência ativa por fase pode interferir no desequilíbrio e nas magnitudes das tensões de fase.

A Tabela 1 traz a discriminação das perdas nas linhas e no transformador, as variações mínimas, máximas e o FD% máximo das tensões de fase. Estas informações são apresentadas para o cenário da rede na configuração original e para as maiores penetrações de REDs.

Tabela 1. Indicadores de operação da rede.

Indicadores		Original (0%)	GD-PV (144%)	PV-ESS (144%)	PV-ESS Con. (144%)
Variação (%)	V_{min}	-4.94	-4.88	-3.69	-3.54
	V_{max}	0	3.92	0	1.15
	FD_{max}	0.44	0.57	0.29	0.69
Perdas (kW)	Linhas	9.12	16.59	4.8	12.79
	Trafo	8.13	14.82	4.28	3.86
	Total	17.26	31.42	9.08	16.65

Com a utilização dos sistemas GD-PV-ESS, consegue-se reduzir todos os impactos ocasionados pelo perfil da GD-PV tradicional. Obteve-se uma eliminação completa da sobretensão que chegava a 3,92% da tensão nominal. Tal configuração ainda apresenta o menor FD%, atingindo 0,29%. Há também reduções consideráveis das perdas técnicas nas linhas e no transformador de distribuição, as quais diminuem em quase 48% em relação à situação original e em torno de 71% em relação à penetração máxima de GD-PV. É importante lembrar que se aumenta o autoconsumo da energia gerada localmente, o que reflete em uma melhora no aproveitamento da fonte renovável em questão, e uma diminuição nos gastos de energia do consumidor.

O ESS concentrado se mostrou eficaz quanto a redução das quedas de tensão, que passam de aproximadamente 4,9% para 3,54%. Porém, não é tão efetivo quanto os sistemas GD-PV-ESS na contenção das elevações de tensão, uma vez que a conexão dos ESS individuais dos prosumidores extingue a sobretensão, enquanto o seu valor máximo permanece em 1,15% para o cenário com o ESS concentrado. Também é observado um agravamento no FD% que atinge 0,69%, o que é um desequilíbrio maior do que para situação da GD-PV convencional que apresenta 0,57%. Como indicado na discussão das Figuras 9 e 10, isso ocorre

devido ao funcionamento do método de gerenciamento do ESS e sua integração a rede pelo inversor. Contudo, o FD% permanece bem abaixo do limite estipulado pela ANEEL de 3%.

As perdas totais de potência acumuladas durante o dia também aumentam em relação ao GD-PV-ESS, passando de 9,08 kW para um valor de 16,65 kW. Tais perdas são pouco menores do que na situação original da rede, que apresenta 17,26 kW. O ponto mais interessante neste sentido é que ao mesmo tempo em que há uma grande redução nas perdas no transformador, existe um aumento nos condutores das linhas. Tal diminuição se deve provavelmente a expressiva redução na demanda de potência ativa da rede primária, restringindo assim a dissipação de energia no transformador. Já o acréscimo de potência dissipada nos condutores se deve ao fato de existir um escoamento de energia nos dois sentidos em relação ao único armazenador. Nesta configuração, haverá um fluxo de potência ao longo do período diurno carregando o ESS. Já ao final do dia, haverá uma inversão do mesmo, descarregando a reserva acumulada e alimentando as cargas. O que permite essas trocas de energia são, justamente, as linhas de distribuição, e por isso ocorrerá uma maior dissipação nas mesmas.

5. CONCLUSÃO

A integração dos ESSs, tanto os distribuídos quanto o concentrado, ocasiona melhorias ao funcionamento da rede. São reduzidas tanto as variações máximas, quanto as mínimas, dos valores de tensão medidos nos barramentos. Há também uma amenização considerável das perdas totais, as quais sofrem aumento com a penetração dos GD-PVs habituais. Também há melhoras neste quesito em relação à configuração original da rede.

São ainda observadas melhorias no FD%, uma vez que são reduzidas as variações de tensão. Entretanto, no caso do ESS concentrado, uma vez que o mesmo é integrado ao sistema por um inversor de frequência (assim como todos os REDs), sua potência de saída é sempre igual para as três fases. Como o consumo total das unidades residenciais ligadas a rede não é equilibrado entre os condutores, o controle do ESS não consegue igualar estes valores. Logo, ainda existirá um fluxo reverso de potência ativa considerável no transformador e a piora do FD% em alguns pontos.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelo suporte financeiro disponibilizado para a realização desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR (2021). Infográfico Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Nº31| ABSOLAR. <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>.
ANEEL (2021). PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*.

Brolin, L.C., Rolim, F.B.B., and Trindade, F.C.L. (2018). Fast screening approach to estimate the hosting capacity of rooftop PV generators in electric power distribution systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(3), e2740. doi:10.1002/etep.2740.
Danish, S.M.S., Ahmadi, M., Danish, M.S.S., Mandal, P., Yona, A., and Senjyu, T. (2020). A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems. *Journal of Energy Storage*, 32, 101823. doi:10.1016/j.est.2020.101823.
Dugan, R.C. and Ballanti, A. (2016). *OpenDSS Manual. Training Materials*, (March).
IRENA (2021). *Renewable capacity statistics 2021*. Technical report, International Renewable Energy Agency (IRENA).
Ismael, S.M., Aleem, S.H.E.A., Abdelaziz, A.Y., and Zobaa, A.F. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, 130, 1002–1020. doi:10.1016/j.renene.2018.07.008.
LG (2016). LG Chem Tesup - RESU. URL https://docs.wixstatic.com/ugd/1c70fd_db60553daa9479e96e291b8f24fa603.pdf.
Muttqi, K.M., Aghaei, J., Askarpour, M., and Ganapathy, V. (2017). Minimizing the steady-state impediments to solar photovoltaics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1329–1345. doi:10.1016/j.rser.2017.05.065.
Radatz, P., Rocha, C., Sunderman, W., Rylander, M., and Peppanen, J. (2020). *OpenDSS PVSystem and InvControl ElementModels*. EPRI.
Rocha, C., Peppanen, J., Radatz, P., Rylander, M., and Dugan, R. (2020). *StorageController Element*.
Rocha, C. and Radatz, P. (2020). *Elemento Storage do OpenDSS*. EPRI.
Sparacino, A.R., Reed, G.F., Kerestes, R.J., Grainger, B.M., and Smith, Z.T. (2012). Survey of battery energy storage systems and modeling techniques. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE. doi:10.1109/pesgm.2012.6345071. URL <https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345071>.
Stevens, R. (1983). Power Flow Direction Definitions for Metering of Bidirectional Power. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(9), 3018–3022. doi:10.1109/TPAS.1983.318107. URL <http://ieeexplore.ieee.org/document/4112310/>.
Torquato, R., Salles, D., Pereira, C.O., Meira, P.C.M., and Freitas, W. (2018). A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 1002–1012. doi:10.1109/tpwr.2018.2798707.