

Análise da Sensibilidade das Perdas Técnicas em um Alimentador de Distribuição em Função da Localização da Microgeração Fotovoltaica

Gustavo H. S. Leão*, Rafael A. Shayani**, Sergio O. Frontin***

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasil (e-mail: gustavo.h.leao22@gmail.com)

**Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasil (e-mail: shayani@unb.br)

***Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasil (e-mail: sergiofrontin@hotmail.com)

Abstract: The increase in electricity consumption implies an equal increase in generation. Historically, power generation has been dependent on fossil fuels, but this picture is changing. With a growing concern to preserve the environment, a need to diversify energy sources makes renewable sources strength. In this context, a Distributed Photovoltaic Generation (GDFV) represents an alternative energy source with great potential for the development of a sustainable energy panorama. However, as existing distribution grids are typically designed for a centralized generation, it makes the integration of GDFV challenging. The present work elucidates, through the case study of a real utility radial feeder, the influence of the location of the GDFV in the technical losses of the grid. The method consists of varying the location of the GDFV installation, where the power flow is calculated every hour for 300 possibilities in four penetration levels. This method allows one to observe that the influence of location increases concomitantly with the level of penetration of GDFV, it is also noticeable that there is no need to simulate 300 different location possibilities for levels of penetration between 10% and 40%.

Resumo: O crescente consumo de energia elétrica implica em um igual aumento na geração. Historicamente, a geração de energia é dependente dos combustíveis fósseis, porém este panorama está em mudança. Com a crescente preocupação em preservar o meio ambiente, a necessidade de diversificação de fontes, a fim de se obter maior confiabilidade no sistema, as fontes renováveis ganharam força. Neste contexto, a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) representa uma alternativa de grande potencial para o desenvolvimento de um panorama energético sustentável. Entretanto, as redes de distribuição existentes foram, majoritariamente, concebidas para uma geração centralizada, tornando desafiador a integração de GDFV. Com base nisto, o presente trabalho elucidada, através do estudo de caso de um alimentador radial real, a influência da localização de GDFV no que tange as perdas técnicas do sistema. O método consiste na variação de localização de instalação de GDFV, onde há o cálculo do fluxo de potência a cada hora para 300 possibilidades em quatro níveis de penetração. Este método permitiu observar que a influência da localização aumenta concomitantemente com o nível de penetração de GDFV, também é perceptível que não há necessidade de simular 300 possibilidades de localização diferente para os níveis de penetração entre 10% e 40%.

Keywords: Impacts, Distributed Photovoltaic Generation, Location, Technical Losses

Palavras-chave: Impactos, Geração Distribuída Fotovoltaica, Localização, Perdas Técnicas

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da sociedade é pautado na utilização de energia elétrica. Para suprir essa demanda crescente, se torna imperativo o aumento da geração e o uso mais eficiente da energia. Historicamente, a humanidade sempre supriu a necessidade de maior geração através do uso de fontes não-renováveis, uma estratégia que a longo prazo se mostra insustentável em questões econômicas, visto que são recursos limitados, e em impactos ambientais, uma vez que o uso dessas fontes é danoso ao planeta. Em um cenário onde a questão ambiental é de extrema importância, onde se tem mecanismos como o Acordo de Paris, que busca mitigar o aumento de temperatura em relação a níveis pré-industriais tendo como uma de suas ações a diminuição de emissão de gases do efeito estufa (ONU, 2016), e tendo em vista os

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ONU, 2015), da Organização das Nações Unidas, que prega o acesso sustentável a energia, se torna imprescindível que a geração de energia aconteça de maneira limpa e eficiente. Nesse contexto, a utilização de energias limpas e renováveis tende a crescer nos próximos anos para que possa suprir esse aumento de demanda e diversificar a matriz elétrica, diminuindo a dependência de combustíveis fósseis. Entre as tecnologias disruptivas a fim de aumentar a eficiência do setor, está a Geração Distribuída, que pode ser caracterizada por ser uma central geradora instalada em local onde tipicamente não se instalaria uma usina geradora convencional, desta forma aumentando a dispersão geográfica de geração de energia elétrica da referida região (Shayani, 2010). Neste panorama destaca-se a geração distribuída fotovoltaica, que gera energia a partir de um recurso com grande durabilidade,

com ampla disponibilidade e minimizando os impactos ambientais. No entanto, as redes elétricas não foram concebidas para integração desse tipo de geração, visto que usualmente consideram a geração longe da carga e um sentido único para o fluxo de potência, condições estas que se alteram quando há a integração de geração distribuída fotovoltaica nestas redes, gerando um fluxo reverso de potência. O cenário crescente da geração distribuída se dá por conta de incentivos econômicos através de modelos de compensação, alinhado a uma legislação que permite aos consumidores a instalação de pequenos módulos de geração em suas unidades consumidoras. Isto torna a questão da integração destas pequenas fontes geradoras com as redes elétricas, que não foram projetadas para tais condições, uma problemática a ser resolvida.

Diversos estudos analisam o comportamento das perdas técnicas decorrentes da inserção de geração distribuída. ROSAS, 2018, apresenta uma metodologia de avaliar as incertezas da geração de energia por fontes eólica e solar nas potências ativas produzidas por geradores convencionais para análise de reserva de energia, nas tensões para o cumprimento com os limites estabelecidos e nas correntes passantes por disjuntores e seccionadores para análise de superação por corrente nominal. QUIROGA, 2017, apresenta metodologia e ferramenta computacional desenvolvida para análise de possíveis impactos causados pela utilização de microgeradores fotovoltaicos e eólicos, conectados a redes de distribuição. LEONARDO, 2016, propõe a utilização de duas metodologias de alocação de perdas quando da inserção de unidades de geração distribuída num sistema de subtransmissão de energia. BORGES, 2015, propõe o uso da abordagem probabilística e algoritmo genético para alocação ótima de um sistema de distribuição de GD em unidades eólicas, a fim de minimizar as perdas de energia anual. TARANTO, 2017, indica que os resultados obtidos mediante as simulações mostraram que os principais impactos estão relacionados com a geração compartilhada de grande porte, a minigeração, sendo que os impactos em nível de microgeração foram praticamente inexistentes. A localização da GD nos alimentadores mostrou ser um importante fator no que diz respeito aos impactos. Em geral, as perdas elétricas nos sistemas de distribuição são reduzidas na presença de GD, mas pode aumentar dependendo de níveis acentuados de penetração e da utilização de inversores de controle avançado. CAMARGOS, 2016, apresenta um método para análise comparativa dos impactos técnicos da GD fotovoltaica concentrada e pulverizada. Identificou que uma fonte mais concentrada pode causar mais impactos que fontes pulverizadas na rede de distribuição, pois, além de levar trechos dos alimentadores à sobrecarga, provoca aumentos de tensão.

O presente estudo tem como objetivo propor um método que considere a localização da geração distribuída fotovoltaica em um alimentador para o cálculo das perdas técnicas, uma vez que a identificação de qual unidade consumidora instará a GD não é uma premissa conhecida, mas que pode ser abordada probabilisticamente para permitir os estudos de perdas e planejar, se necessário, reforços nos alimentadores de distribuição visando a redução de perdas e evitar sobrecarga.

2. METODOLOGIA

2.1 Método

O método proposto tem como objetivo a implementação de um algoritmo que visa quantificar a influência da localização de GDFV no tangente as perdas técnicas do alimentador, bem como o comportamento dessas perdas até atingir 50% de penetração. O algoritmo define 300 possíveis cenários de localização de GDFV para cada nível de penetração, tornando possível uma visualização do quanto as perdas técnicas são impactadas em cada cenário, bem como o esforço computacional necessário para que se possa fazer um planejamento de rede de maneira eficiente. A escolha para 300 cenários se dá como um número inicial, tendo em vista que, caso haja a necessidade, este número poderia ter sido aumentado para verificação de qual é o número ideal de pontos para que haja convergência nas condições simuladas. Neste estudo, 300 foi suficiente, sendo que estes contemplam configurações diferentes de localização de GDFV na rede elétrica, de maneira que no final se possa ter uma avaliação quantitativa da influência destas mudanças nas perdas técnicas do alimentador. O método perpassa pelo cálculo do fluxo de potência do alimentador para cada uma das configurações de localização simuladas, tendo como saída as perdas técnicas para cada cenário. Para realização do estudo de fluxo de carga é necessário que se modele o alimentador, as curvas de carga e a curva de irradiância. Em função disso, antes da apresentação dos algoritmos, é necessário expor as condições de contorno utilizadas.

2.2 Condições de contorno

O modelo adotado para as cargas é o ZIP, desta forma as cargas são modeladas com 100% de impedância constante para parcela reativa e 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa. Este modelo é o utilizado nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição. A potência de GDFV injetada por cada unidade consumidora (UC), tem fator de potência unitário e é calculada segundo a Equação (1).

$$GDFV = \frac{CMA * K}{E_F * \eta_{dias} * IRR} \quad (1)$$

Onde:

GDFV = Potência GDFV alocada (kW);

CMA = Consumo Médio Anual(kWh);

K = Constante Solar na superfície terrestre Definido em $1 \left(\frac{kWh}{m^2}\right)$;

E_F = Eficiência do sistema de geração (%), definido em 80%;

η_{dias} = Número de dias do mês (dias), definido em 30 dias;

IRR = Integral da radiação solar ao longo do dia $\left(\frac{kWh}{dia}\right)$, tendo como valor típico de Brasília 5,422;

A curva de carga e irradiâncias são fixas para todos os cenários simulados e foi considerado que todas as UCs tem área disponível para instalação de GDFV. A potência gerada pela UC é limitada à potência máxima disponibilizada pelo disjuntor de proteção, visto ser o limite regulatório para microgeração. Foi definido nível de penetração como sendo uma fração da potência que todas as UCs do alimentador podem gerar.

2.3 Características do Alimentador

O alimentador onde foi empregado o método descrito é o 1004 da Companhia Energética de Brasília (CEB), pertencente a subestação 10 da CEB, composta por 8 ramais. A escolha se deu por este possuir um perfil predominantemente residencial e por alimentar uma região de maior poder aquisitivo. A combinação destas características torna este alimentador propício para a instalação de GDFV. Conforme é explicitado na Figura 1, o alimentador se localiza numa região residencial, de alta concentração. Este alimentador é composto por 1625 unidades consumidoras e um total de 3735 barras, sendo 747 de média tensão e 2987 de baixa tensão.



Fig. 1 Alimentador considerado na simulação.

2.4 Curva de Carga e Irradiância

As curvas de carga foram elaboradas pela CEB e disponibilizadas pelo banco de dados da ANEEL, sendo uma curva característica de dia útil, uma de sábado e uma de domingo para cada mês, totalizando 36 curvas. Logo, optou-se por empregar a curva característica de um dia útil de dezembro, ilustrada na Figura 2, por esta melhor representar a realidade das unidades consumidoras e representar a curva da mesma estação do dia escolhido para a irradiância.

Os valores de irradiância utilizados são referentes ao ano de 2016 e foram extraídos a partir das medições realizadas pela Estação Brasília do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados passaram por um tratamento para exclusão de valores incoerentes. A curva de irradiância escolhida foi a referente ao dia que apresentou maior irradiância média ao longo do ano de 2016, dia 08 de janeiro de 2016. Esta escolha se deu para que se haja o caso mais severo de geração FV. A curva também reflete o horário brasileiro de verão, visto que registra irradiância até horários mais tardios, como demonstrado na Figura 3.

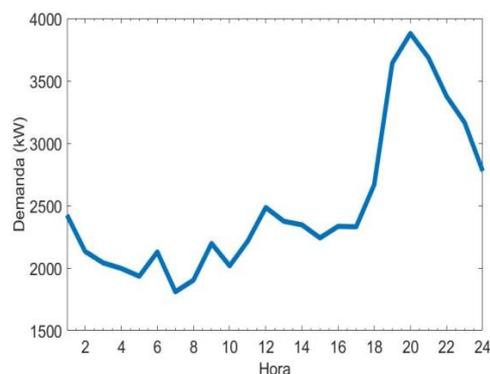


Fig. 2 Curva de demanda de Dia Útil de Dezembro.

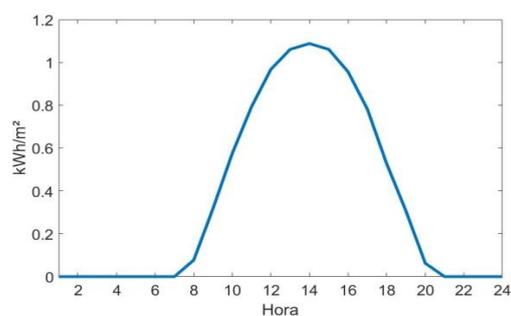


Fig. 3 Curva de Irradiância.

2.5 Algoritmos

O método para avaliação da influência da localização da GDFV nas perdas técnicas do alimentador pode ser subdividido na aplicação de três principais laços: o do nível de penetração, dos cenários e o das horas. O algoritmo começa a partir do laço do nível de penetração, que tem como entradas o nível de penetração inicial e o final. Os níveis variam entre 0% (caso sem GDFV) e 100% (caso com GDFV em todas as UCs), sendo incrementados em passos de 10%. Desta forma o algoritmo dispõe de 11 níveis para simulação. Neste trabalho, foi simulado do nível 1 (0% de GDFV) ao nível 6 (50% de GDFV). Após ter definido o nível de penetração inicial, se inicia a rotina dos cenários.

A rotina dos cenários tem como entradas o nível de penetração definido anteriormente, o número de cenários a serem desenhados, que para este estudo foi fixado em 300, e os dados das UCs. Esta rotina lista, de maneira aleatória, as UCs e em seguida as seleciona até que a soma da potência de GDFV instalada no rol selecionado supere ou iguale o valor de potência referente ao nível de penetração pré-determinado. Neste momento, esse rol é definido como um possível cenário. Em seguida, uma nova listagem aleatória das unidades consumidoras é executado; a seleção e definição do cenário é realizada de maneira iterativa, até que se tenha o número de possibilidades desejado. Após se ter todos os cenários definidos, se inicia a rotina das horas para cada um deles.

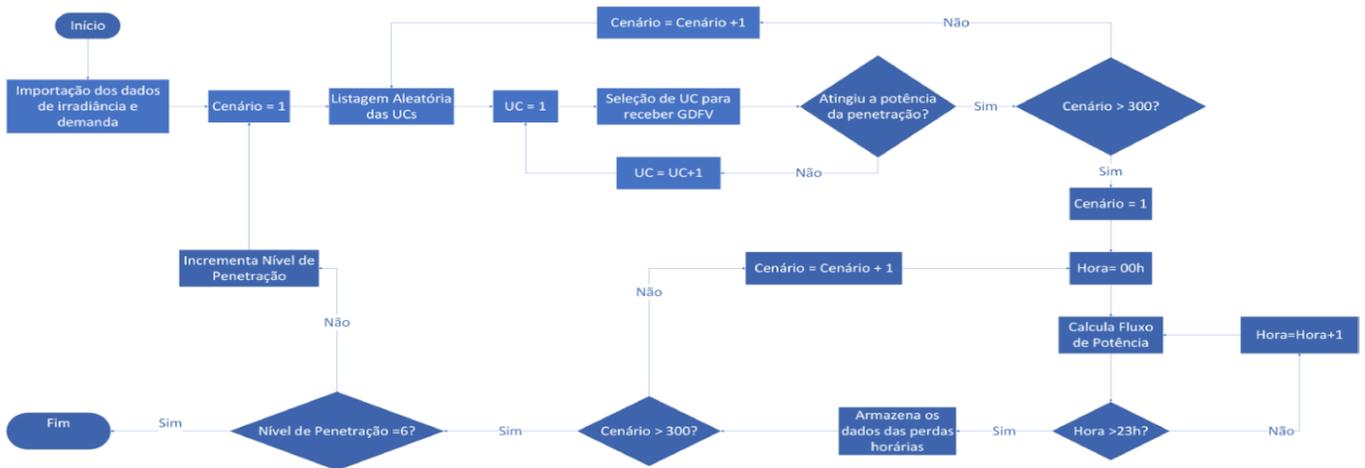


Fig. 4 Fluxograma do método.

O laço das horas tem como entradas a curva de irradiância, a curva de carga e a relação de UCs que receberão GDFV definidas na rotina anterior. Com base na leitura destes valores, a rotina define o quanto será injetado ou consumido por cada UC e calcula o fluxo de potência para a hora em questão; isso se repete até as 23 horas onde se finaliza a simulação do dia e do cenário selecionados. Ao fim da simulação são armazenados os valores de perdas, por hora, daquele dia e cenário em questão. Este laço se repete até que todos os 300 cenários pré-determinados na rotina anterior tenham sido simulados. A figura 4 apresenta o fluxograma do método proposto.

3. RESULTADOS

3.1 10% de penetração de GDFV

Neste tópico é analisada a influência da localização da GDFV ao longo do alimentador ao se manter constante o nível de penetração em 10%. A distribuição do valor acumulado de perdas técnicas ao longo do dia apresenta um comportamento gaussiano conforme ilustrado na Figura 5. A partir disso é possível utilizar a média da amostra como valor para convergência. Também é exposto que o valor mais frequente de perda acumulada para este nível de penetração varia entre 2570 kWh e 2575 kWh. No pior cenário simulado, a perda acumulada chega entre 2605 e 2610 kWh para este nível de penetração.

Este cenário ocorre quando as unidades em que foi alocada a GDFV estejam muito próximas umas das outras e, conseqüentemente, nos momentos de excesso de geração, a carga a ser suprida estaria mais distante e desta forma aumentam-se as perdas. No entanto, o valor das perdas está entre 2545 e 2550 kWh, isto consiste em um cenário onde as UCs que receberam GDFV estão mais distantes entre si, assim no momento de geração excedente a carga suprida está sempre próxima.

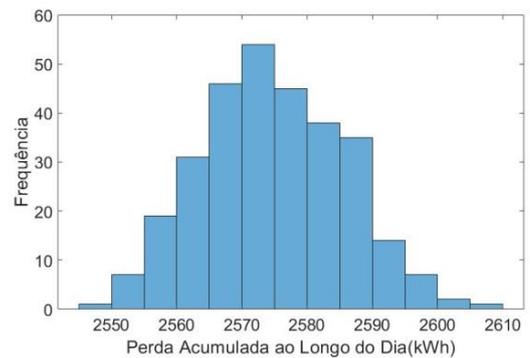


Fig. 5 Histograma de perda acumulada ao longo do dia para 10% de penetração.

É exposto o comparativo entre o cenário sem GDFV e a média dos cenários com 10% de integração na rede. Ao analisar a Figura 6, as perdas horárias se iniciam iguais, porém conforme começa a se ter geração FV, as perdas diminuem visto que parte da carga passa a ser suprida localmente, diminuindo a corrente circulante pelos condutores e, conseqüentemente, as perdas. Logo, para o alimentador, este nível de penetração não traz nenhum prejuízo e só beneficia a rede no que tange ao aspecto das perdas técnicas.

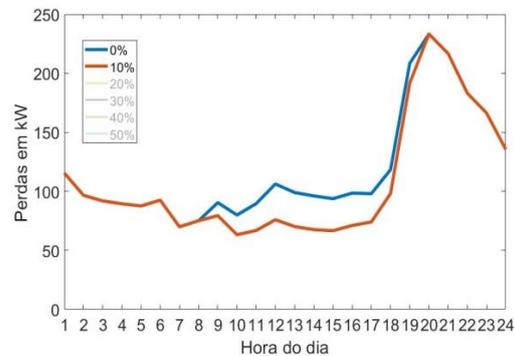


Fig. 6 Perdas por Hora – 0% e 10%.

3.2 20% de penetração de GDFV

Para o nível de penetração de 20%, a distribuição do valor acumulado de perdas ainda se mostra próxima de uma normal, porém há um acúmulo maior de casos na faixa de 2410 a 2440 kWh. Esta maior concentração nos valores centrais torna a frequência dos extremos baixa e até mesmo descontínua entre 2455 e 2460 kWh. Ao se comparar o valor obtido para o pior caso com 20% de GDFV, este valor ainda é inferior ao melhor caso da perda acumulada diária para 10% de penetração. Uma possível interpretação é que, independentemente da localização da GDFV, 20% de penetração é melhor para a rede do que 10% no tangente a perdas. Isto é observável na Figura 7.

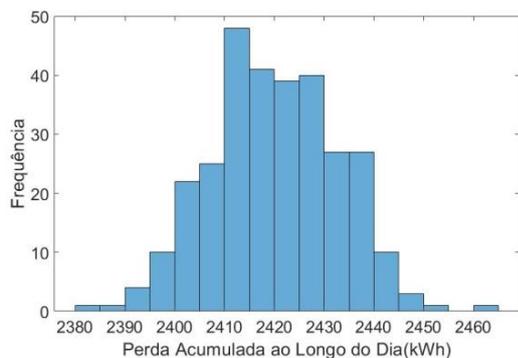


Fig. 7 Histograma de perda acumulada ao longo do dia para 20% de penetração.

A figura 8 evidencia que um panorama onde se tem 20% de penetração de GDFV tem maior capacidade de suprir a demanda local da rede e consequentemente reduzir as perdas do que um cenário com 10% de integração FV. Algo a ser ressaltado é que as 3 curvas possuem o mesmo formato, isso se dá por elas serem um reflexo da curva de demanda. Nos momentos de maior utilização da rede, mesmo nestes níveis de penetração, as perdas tendem a aumentar devido a

maior corrente circulante nos condutores. Destaca-se também a maior redução nos horários de maior irradiância solar, aumentando as distâncias entre as curvas, fato derivado da geração FV ser proporcional à irradiância.

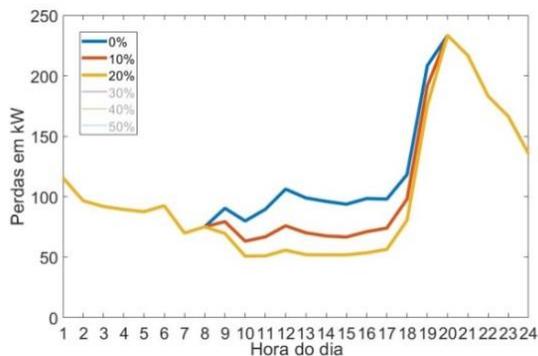


Fig. 8 Perdas por Hora – 0% 10% e 20%.

3.3 30% de penetração de GDFV

É demonstrado na Figura 9 que a distribuição dos valores não pode mais ser considerada normal, tendo uma grande concentração na faixa entre 2350 e 2390 kWh. Desta forma, é possível concluir que para o cenário com 30% de penetração FV, a grande maioria dos casos tende a recair sobre esta faixa para este alimentador. Ressalta-se que no pior cenário possível para este alimentador já recai em valores em faixas iguais aos valores centrais do caso com 20% de integração de GDFV. Isso expõe que, no tocante às perdas, a depender da localização das UCs com GDFV, as perdas podem aumentar em relação ao nível de penetração anterior.

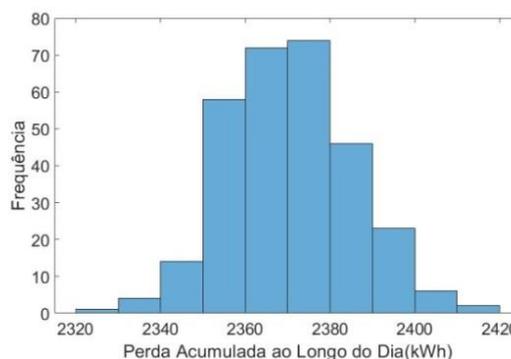


Fig. 9 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia para 30% de penetração.

O perfil das perdas, ilustrado na Figura 10, a princípio tende a ser menor que o do nível de integração FV anterior, porém no horário de Sol a pico e consequentemente maior geração FV, os valores de perda horária superam os de 20% de integração FV. Isso é explicado pelo fato de que o horário de pico de geração não coincide com o de pico de carga, dessa forma, ao se ter maior excedente e mais unidades geradoras, a GDFV passa a suprir maior parte da carga, porém com uma distância maior e consequentemente com uma perda maior que o do nível de penetração anterior, porém menor que a perda do panorama sem GD.

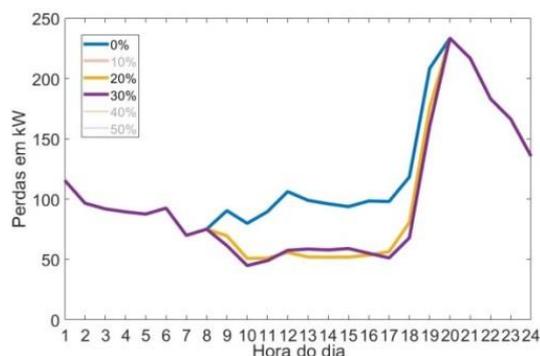


Fig. 10 Perdas por Hora – 0%, 20% e 30%.

3.4 40% de penetração de GDFV

A Figura 11 explicita um perfil de distribuição menos concentrado que o nível de penetração de 30% e mais próximo de uma distribuição normal. Ressalta-se que a faixa de valores para o caso de menor perda para o panorama com 40% de GDFV se encontra em uma das faixas de maior incidência para o caso de 30% de integração FV. Isso demonstra que o aumento do nível de penetração deixou de diminuir as perdas no alimentador em relação ao nível anterior.

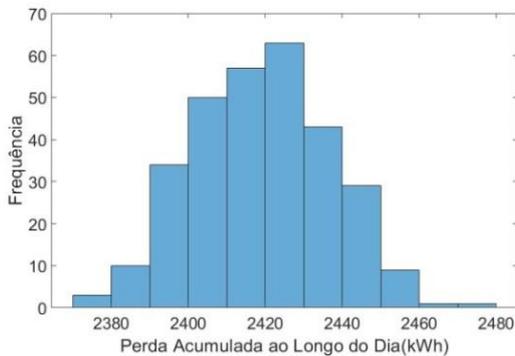


Fig. 11 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia para 40% de penetração.

A Figura 12 explicita o aumento das perdas nos horários de maior irradiância solar, este fenômeno ocorre pelo aumento do número de unidades geradoras e consequentemente da geração excedente nestes horários. Desta forma, é injetada mais corrente na rede para suprir as cargas e isto eleva as perdas da rede. No entanto, ainda não há ultrapassagem do valor de perda para o caso sem GDFV, sendo assim 40% de penetração ainda beneficia a rede no que tange as perdas técnicas.

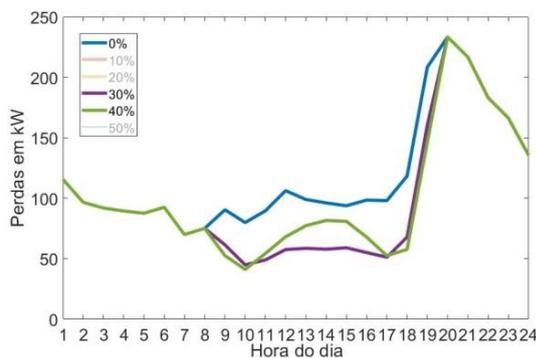


Fig. 12 Perdas por Hora – 0%, 30% e 40%.

3.5 50% de penetração de GDFV

Para o nível de penetração de 50%, a distribuição é majoritariamente concentrada entre 2500 e 2650 kWh, como demonstrado na Figura 13, tendo o restante dos valores dispersos de maneira discreta. A faixa de valores de maior frequência contempla valores de perda diária maiores que o pior cenário de 10%, demonstrando que, ao se chegar em 50% de penetração o alimentador pode chegar a um cenário pior do que com 10%.

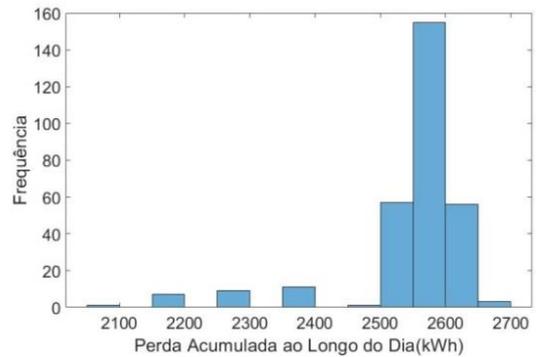


Fig. 13 Histograma Perda Acumulada ao Longo do Dia para 50% de penetração.

Ao se analisar comparativamente as curvas de perdas, presentes na Figura 14, têm-se que em um cenário com 50% de penetração se tem uma situação crítica entre 12 e 16 horas, com um valor de perda técnica superior ao do caso base sem GDFV. Esse fenômeno pode ser explicado pela inversão do fluxo de potência, situação em que há mais geração do que carga nos ramais de distribuição e o fluxo passa a fluir da carga em direção a subestação, gerando maior corrente circulante nos condutores e, consequentemente, aumentando as perdas técnicas.

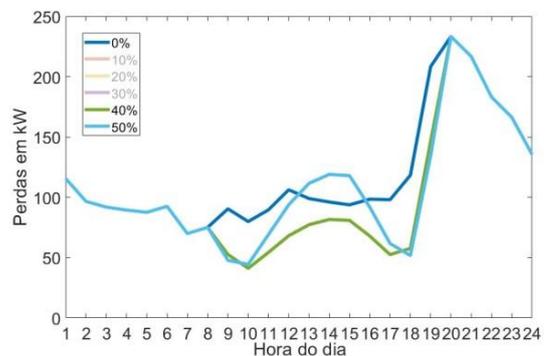


Fig. 14 Perdas por Hora – 0%, 40% e 50%.

3.6 Análise Conjunta dos Níveis de Penetração

Após uma análise pormenorizada dos níveis de penetração, se faz necessária uma análise conjunta dos níveis de penetração para caracterizar com maior exatidão o comportamento do alimentador perante eles, no que se refere às perdas técnicas. Na Figura 15 têm-se a discrepância percentual para cada nível de penetração em relação à localização da UC com GDFV. Ao se analisar a Figura 15, percebe-se que, à medida que o nível de penetração FV cresce, a importância da localização aumenta. Isso se deve ao fato de que, ao se aumentar a penetração, cresce também a possibilidade de ter uma aglomeração de UCs com GDFV instalada, dessa forma elevando o risco de um fluxo reverso de potência. A partir da figura, se conclui que, ao admitir uma taxa de discrepância de até 6%, a localização de GDFV não possui grande influência no que tange as perdas técnicas da rede.

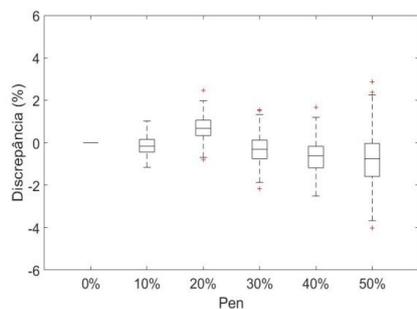


Fig. 15 Discrepância por Variação de Localização.

No que tange ao comportamento das perdas ao se incrementar a penetração FV na rede, a Figura 16 demonstra as faixas de redução de perdas para cada nível de penetração. A partir da figura, é observável que as perdas tendem a diminuir até 30%, e logo após voltar a crescer. Ao se analisar cada boxplot individualmente, é observável que a amplitude de cada um deles é crescente concomitantemente com o nível de penetração. Tal fato pode ser explicado pelo aumento da influência da localização da GDFV nas perdas. A característica crescente da amplitude dos boxplots também demonstra que, para um mesmo nível de penetração, pode haver uma disparidade mais acentuada em relação ao seu efeito nas perdas. Isso pode ser exemplificado bem ao se observar o caso de 50% de penetração, onde cenários diferentes podem gerar um impacto de até 5% para mais ou para menos nas perdas.

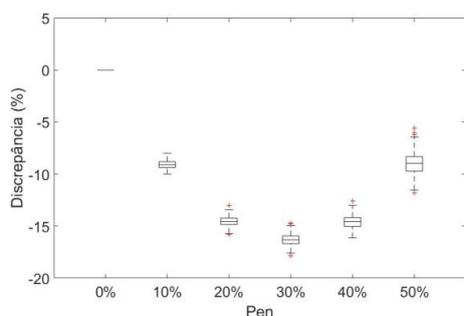


Fig. 16 Discrepância em Relação as Perdas Base.

4. CONCLUSÃO

A partir dos resultados demonstrados anteriormente, foi possível analisar o Alimentador 1004 em relação a faixa de penetração FV compreendida entre 10% e 50%, bem como prever um comportamento para as perdas para níveis de penetração superiores à 50%. Para as faixas de penetração compreendidas entre 10% e 30%, pode-se concluir que para o 1004 as perdas diminuem de maneira concomitante ao aumento do nível de penetração compreendido entre estas faixas, independente do cenário de localização de GDFV. Para o alimentador em questão, pode se concluir também que 30% é o ponto mínimo da curva de perdas, sendo que, a partir desse valor, as perdas tendem a aumentar de maneira concomitante com o nível de penetração. Para um cenário com 50% de integração FV, o alimentador em questão já possui, durante o período de maior insolação, valores de perda superiores aos sem nenhuma integração FV. Com base

no comportamento das perdas observado, pode-se concluir que o comportamento dos valores de penetração FV acima de 50% deve se manter crescente. Tendo como base os resultados obtidos, a relevância da localização para as perdas é crescente de maneira simultânea com a integração de GDFV na rede. Desta forma, se conclui que conforme mais UCs passem a instalar GDFV, o estudo acerca da distribuição espacial destas novas instalações se torna cada vez mais necessário de maneira a antever o comportamento das perdas técnicas.

AGRADECIMENTOS

O presente estudo encontra-se dentro do âmbito da Chamada ANEEL No 001/2016 "Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior", e do Termo de Cooperação Técnica 502/2018, celebrado entre CEB Distribuição S.A. e Fundação Universidade de Brasília, intitulado "Geração Distribuída no Campus da Universidade de Brasília Integrada à Rede de Distribuição da CEB". Os autores R. A. Shayani e S. O. Frontin receberam verbas para a realização da pesquisa, por intermédio da FINATEC.

REFERÊNCIAS

- BORGES, S. et al. Alocação ótima de geração distribuída em sistema de distribuição usando algoritmo genético com análise probabilística. GET 12. UFPA. XXIII SNPTEE. Foz do Iguaçu/PR, 2015.
- CAMARGOS, R.S.C. et al. Método para Análise Comparativa dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída Fotovoltaica Concentrada e Pulverizada. VI CBENS. Belo Horizonte/MG, 2016.
- LEONARDO, M.H.S. et al. Análise do impacto da geração distribuída nas perdas de um sistema de subtransmissão. Rio Grande Energia S/A, Universidade de São Paulo – Escola de Engenharia de São Carlos. XXII SENDI. Curitiba/PR, 2016.
- ONU - Organização das Nações Unidas. Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, 2015.
- ONU - Organização das Nações Unidas. Acordo de Paris, 2016.
- QUIROGA, G.A. et al. Avaliação dos impactos de geração distribuída diante de diferentes cenários de penetração. Universidade de São Paulo e AES Eletropaulo. IX CITENEL. João Pessoa/PB, 2017.
- ROSAS, G.B. et al. Superação de equipamentos, reserva de energia e controle de tensão em Sistemas com penetração de energias eólica e solar. SP12. XIV SEPOPE. Recife/PE, 2018.
- SHAYANI, R. A. Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese (Doutorado)—Universidade de Brasília, 2010
- TARANTO, G.N. et al. Modelagem dinâmica para avaliação do impacto de fontes alternativas no sistema de distribuição de energia. Universidade Federal do Rio de Janeiro e Light SESA. IX CITENEL. João Pessoa/PB, 2017.